内蒙古自治区能源经济发展战略规划研究报告

杨玉峰 主编

委托单位：内蒙古自治区发展研究中心
完成单位：国家发展和改革委员会能源研究所
支持单位：内蒙古自治区发展和改革委员会
协作单位：内蒙古自治区能源开发局

清华大学出版社

内蒙古自治区能源经济发展战略规划研究报告

委托单位：内蒙古自治区发展研究中心
完成单位：国家发展和改革委员会能源研究所
支持单位：内蒙古自治区发展和改革委员会
协作单位：内蒙古自治区能源开发局

清 华 大 学 出 版 社
北　京

内 容 简 介

以内蒙古自治区的能源经济作为样本，剖析内蒙古能源经济发展的现状、存在的问题和发展趋势。具体分析内蒙古能源供应的趋势和需求潜力，探讨“十三五”时期内蒙古的煤炭、煤化工、可再生能源、电力电网、油气发展、能源国际合作等多个领域的发展思路。

图书在版编目（CIP）数据

内蒙古自治区能源经济发展战略规划研究报告/杨玉峰主编．—北京：清华大学出版社，2018
ISBN 978-7-302-46766-3

Ⅰ．①内…　Ⅱ．①杨…　Ⅲ．①能源经济－经济发展战略－研究报告－内蒙古　Ⅳ．①F426．2

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2017）第 049029 号

责任编辑： 黎　强
封面设计： 傅瑞学
责任校对： 王淑云
责任印制： 丛怀宇

出版发行： 清华大学出版社
网　　址： http://www.tup.com.cn，　http://www.wqbook.com
地　　址： 北京清华大学学研大厦 A 座　　**邮　　编：** 100084
社 总 机： 010-62770175　　**邮　　购：** 010-62786544
投稿与读者服务： 010-62776969，c-service@tup.tsinghua.edu.cn
质量反馈： 010-62772015，zhiliang@tup.tsinghua.edu.cn
印 装 者： 北京博海升彩色印刷有限公司
经　　销： 全国新华书店
开　　本： 185mm×260mm　　**印　　张：** 35.25　　**字　　数：** 858 千字
版　　次： 2018 年 5 月第 1 版　　**印　　次：** 2018 年 5 月第1 次印刷
定　　价： 198.00 元

产品编号：068127-01

序　一

长期以来，内蒙古自治区由于独特的能源资源优势，煤炭、电力、化工等不但成为本地区的支柱产业，也是向包括首都北京在内其他省份输出能源化工产品的龙头行业。传统以煤炭产业链为主导的发展模式，不但造成内蒙古自治区产业发展过于重化，而且对草原生态环境及水资源构成严重威胁。面临复杂的国际、国内能源经济发展形势，内蒙古自治区必须理性考虑如何切实进行产业结构调整，如何在下一步经济社会发展中，既能保增长、实现全区草原人民奔小康的目标，又能守住美丽的绿水青山和一望无际的浩瀚草原。而且要考虑如何还原部分已经遭到严重破坏的草原植被和生态系统，并守卫好包括黄河在内的条条母亲河，让内蒙古大草原能够得以持续、健康、良性循环，进一步增强草原人民的获得感、幸福感。我认为以上问题是内蒙古自治区“十三五”发展规划必须认真考虑的大事。我持续参与并指导了这一课题的全过程研究，今天非常欣喜地看到这一成果终于要出版了。这里我有两点体会值得与读者分享。

一是该研究是从全球和我国面临的能源经济形势推演，针对内蒙古自治区能源经济发展面临的问题进行了研究，跳出了“从内蒙古到内蒙古”的传统研究思路，站在全球和国家的视角审视内蒙古自治区的发展问题，所以，该研究尽管主要是支撑内蒙古自治区“十三五”规划制定，实际上也起到支撑国家能源战略和规划的重要作用。该研究描绘的内蒙古自治区未来发展路径和战略重点具有现实的参考意义。

二是该研究成果系统、丰富，包含了总报告、分报告、调研报告、分析系统软件平台，这在过去传统的类似研究中非常少见，这一点难能可贵。尤其是分析系统软件平台可以为后续规划指标调整、后评估、报告修改提供便捷支撑，而不是像传统方法那样，只能形成一次性研究报告。这一软件平台大大增强了该研究的长远价值。

总之，这一研究报告和方法平台值得在各省市借鉴和学习，该报告是进行我国各地区能源经济战略规划研究很好的参考书，所含许多内容也值得科研院所、大专院校作为案例使用。

内蒙古自治区社科联主席　杭栓柱

2018 年 1 月

序　二

在世界经济艰难复苏、能源格局深度调整中，中国能源结构优化也在加速进行。内蒙古作为能源大省区，受国内外宏观形势影响，能源发展的不确定因素和面临的挑战日益增多，包括资源综合利用水平低、煤炭转化效率不高、新能源消纳困难等问题，需要认真研究加以解决，进而推进内蒙古新型工业化、信息化、城镇化、农牧业现代化和绿色化协同发展，全面构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系，夯实能源对经济社会发展的基础支撑作用，努力建设国家重要能源基地和国家能源科技进步示范区。为此，内蒙古自治区发展研究中心联合国家发改委能源研究所开展了这一重要课题的研究工作。我从该课题立项开始就一直关注着课题进展，提供了相关研究思路和建议。在这里很高兴看到该课题成果获得了2016年度国家发改委优秀研究成果二等奖。总结起来，我认为该课题遵循了以下研究思路：

立足全球视野解析内蒙古能源经济发展的宏观环境。从复苏乏力的世界宏观经济环境、形势堪忧的全球金融系统、价格持续波动的煤炭市场、倡导低碳发展以及国内煤炭及相关行业去产能、环保要求不断提高、清洁能源替代加快等因素，综合解析内蒙古能源经济发展面临的前所未有的困难和挑战。

从供需视角分析内蒙古能源经济发展的市场基础。党的十九大报告明确指出"贯彻新发展理念，建设现代化经济体系"。而建设现代化经济体系必须跨越转变发展方式、优化经济结构、转换增长动力的"三大关口"。内蒙古正在经历从传统能源到新能源，从"一煤独大"到煤电（风光）利用一体化的能源经济发展历程，不仅面临着国内外能源供求格局的新变化、新竞争，也受到能源科技革命和生态环境约束的硬挑战，亟须在清洁转化、低碳发展、市场环境等方面寻求新突破。

采用绿色理念构建内蒙古能源经济发展战略路径。坚持人与自然和谐共生，树立和践行"绿水青山就是金山银山"的理念，形成绿色发展方式和生活方式，这已是新时代中国特色社会主义的基本特征。内蒙古作为我国北方重要的生态安全屏障，能源经济的绿色转型是重中之重，这就需要我们积极应对能源科技革命和生态环境约束带来的挑战，需要进一步完善体制机制，深化鼓励性政策、结构性政策、功能性政策一体化架构，以技术创新、产业创新、管理创新为抓手，尽快转变能源经济发展对传统路径的依赖，构建清洁低碳、安全高效的能源体系，推动形成市场导向、绿色支撑、清洁高效利用的能源经济发展格局，进而实现建设美丽内蒙古、共圆伟大中国梦的奋斗目标。

内蒙古自治区发展研究中心主任　杨臣华

2018年1月

前　　言

自从2008年金融危机爆发以来，全球经济进入了新一轮深度调整周期，全球贸易受到极大影响。我国作为新兴经济大国和全球第二大经济体，一方面要承受低迷的全球经济形势对我国构成的巨大负面影响，另一方面又对世界经济发展产生了越来越大的影响，加上过去几十年(尤其是“十五”“十一五”时期)快速发展过程中积累的各种矛盾，我国经济增长质量不高的问题逐渐暴露，包括能源资源、环境、经济发展的协调性不够，环境欠账严重等。内蒙古自治区作为全国第一能源资源大省区，不但要把本地区支柱产业的能源经济向着绿色、低碳、可持续健康发展方向引导，而且要完成为国家输出清洁能源的重要任务。在这种背景下，国家发展和改革委员会能源研究所受内蒙古自治区发展研究中心(以下简称“发展中心”)委托，与“发展中心”合作在“十三五”前期进行了“内蒙古自治区能源经济发展战略研究”，并结合这一研究，同步开发了“内蒙古自治区能源经济发展路径分析系统”。这一研究的主要内容包括以下两个方面。

一方面，在国家能源战略大政方针和“十三五”能源战略规划思路的基础上，研究内蒙古自治区能源经济发展战略的宏观目标、实施路径和自治区在全国能源发展中的作用。也就是说，内蒙古自治区能源经济发展战略离不开国家能源战略，而且应该是国家能源战略的重要组成部分。由于“能源经济”是内蒙古自治区的主导产业，而且能源经济发展需要与宏观经济、环境生态、水资源等紧密结合，所以研究报告针对经济、能源、环境(包括水资源、生态环境、碳排放、土地利用等约束因素)进行了综合分析，力求体现内蒙古自治区能源经济发展的区域性特点，同时也反映我国新时期能源发展战略与区域经济发展、生态环境保护、水资源及土地资源利用等的密切关系(需要说明的是，本报告中有很多中国地图，用于说明能源分布或经济发展状况，个别地图在经度和纬度方向还不成比例，但有关海域或陆域的边界划分仍应以国家测绘部门的标准地图为准)。

另一方面，我国在每一轮五年规划发布之前，中央及地方有关部门都会组织相关科研院所进行“规划前期重大问题研究”的系列活动，一般会围绕经济社会发展、能源发展战略、产业经济、工业信息化、环境保护、交通基础设施建设、水资源保护与水利工程建设、土地利用、旅游、文化产业发展等设计出20多个重大专题进行研究，其中“能源经济发展规划与战略研究”是必不可少的一个研究专题。无论是主管部门自己完成还是委托科研院所完成，传统做法在多数情况下是最终形成一个研究报告，做得细一点的还会形成总报告和分报告，一般较少涉及调研报告，也很少开发支撑这些战略规划研究的专门的分析系统软件。本研究针对这一现实情况，以我国能源第一大省区内蒙古自治区为典型案例，最终给出了我国省级“十三五”前期能源经济发展战略规划研究所应包含的完整成果及其相互逻辑关系，即在“调研

报告”的基础上形成“分报告”和“总报告”,在“分报告”和“总报告”的基础上同步开发了“分析系统软件”,以期为我国今后开展类似的研究工作提供方法学意义上的参考,这也是将科研成果直接出版的原因。由于出版时间与研究报告的完成时间间隔较长,报告中错误之处在所难免,欢迎广大读者批评指正。

在本报告付梓之际,我们将铭记各位专家、领导和工作人员的辛勤付出。

首先,通过各种会议形式从开题到课题结束直至后续修改,许多领导、专家对课题给予了咨询、指导,提出了许多宝贵意见。特别要感谢内蒙古自治区的有关领导和专家,他们是:杭栓柱、杨臣华、王秉军、文风、蔡常青、安俊义、包思勤、郭银泉、朱丹琪、郝大庆、侯佑华、张德、李长青、任泽、王小海等;另外,国家发改委等机构和部门的一些领导和专家也对本课题提出了很多宝贵意见,他们是:林兆木、白荣春、王志军、韩文科、周大地、岳修虎、何勇健、祝宝良、陆新明、贺佑国、高世宪、李瑞峰、宋雯、司劲松等。

其次,内蒙古自治区发改委、经信委、能源开发局、煤炭工业局、环保厅、水利厅、统计局、财政厅、口岸办等部门及鄂尔多斯市、锡林郭勒盟、乌兰察布市等盟市在课题调研、数据资料收集与分析、未来以煤炭为主导的能源经济产业发展前景等方面积极配合并提供了很多便利,这些领导和工作人员是:李春和、赵娜、张亦军、徐义、郑广成、宝鲁、马梦舒、杨建军、赵平、杨春、杨亮等。

最后,参加课题调研、报告编写、系统开发以及后续报告修改、编辑的研究人员包括:杨玉峰、那艳茹、单平、高虎、赵云平、魏增强、张波、康晓文、杨小兵、赵勇、王娟、庄幸、苗韧、何凡、司咏梅、韩淑梅、杨曌、翟家齐、李剑男、高学睿、滕苗、王红芳、冯向梅、周立光、陈贺、吴建军、高鸿雁、曲莉春、辛爱玲、张捷等。

杨玉峰
2018 年 1 月

目　　录

内蒙古自治区能源经济发展战略研究(总报告)

分报告一　内蒙古自治区煤炭发展战略研究

分报告二　内蒙古自治区电力发展战略研究

分报告三　内蒙古自治区油气发展战略研究

分报告四　内蒙古自治区煤炭产业链延伸发展的水资源约束研究

分报告五　内蒙古自治区煤化工发展战略研究

分报告六　内蒙古自治区可再生能源发展战略研究

分报告七　内蒙古自治区区内外能源需求研究

分报告八 内蒙古自治区国际能源合作战略研究

附录一 调查研究报告

附录二 内蒙古自治区能源经济发展路径分析系统说明书

附录三 “内蒙古自治区能源经济发展战略研究”获奖证书

内蒙古自治区能源经济发展战略研究（总报告）

1　战略环境

自从 2008 年金融危机爆发以来，全球经济进入新一轮深度调整周期。世界绝大多数国家正在面临新一轮结构转型，全球贸易受到极大影响。全球总需求及其结构出现了新变化，金融危机导致的国际投资不足、海外资产贬值、股市和债市风险加大等问题仍很严重。在此背景下，提升全球各经济体经济增长质量，推动绿色增长，追求更大范围、更深层次创新已成为未来经济增长的新常态。我国作为最大的发展中国家，需求和结构也发生了巨大变化，长期依靠“三驾马车”（投资、需求、出口）支撑的经济增长模式已难以持续，正面临产业结构由比较优势向竞争性优势转变的巨大压力。

与此同时，全球能源格局在过去几十年中也发生了巨大变化。一是能源供求格局发生了新的变化。全球页岩油气展现出了巨大的发展潜力，北美能源对外依存度大幅降低，全球能源供应格局正朝着多极化趋势发展，国际能源资源供应相对宽松，全球能源治理处于变革期。二是全球变暖和应对气候变化成为众所认同的共同挑战，低碳技术对全球和地区环境的重要性日益凸显，消费结构正在向着更加绿色的方向发展。三是全球复杂的能源地缘政治（如中东、北非、伊朗、朝鲜、俄罗斯、乌克兰等国家面临的能源地缘政治问题）关系给全球能源市场增加了不稳定性、不确定性。

1.1　世界经济进入低速增长新常态

自本轮金融危机爆发以来，世界经济陷入持续低迷状态，全球贸易增速显著下降，各主要国家和地区均进入了新一轮结构调整和转型期。根据最新 IMF 世界经济展望对主要国家和地区经济增长走势的统计和预测，未来短期内世界经济走势并不会得到根本好转，整体将进入低速增长新常态。数据显示，全球经济增长下降的趋势没有改变，主要国家和地区的前景仍然不均衡。与 2014 年相比，发达经济体的增长预计将略有好转，而新兴市场和发展中国家经济增长预计将持续下滑。在大宗商品价格下跌、新兴市场货币贬值、金融市场波动加剧的情况下，未来经济面临的下行风险仍在上升，尤其是新兴市场和发展中国家（见图 1-1）。

鉴于能源价格降低，财政拖累减少，资产负债加强，房地产市场升温，预计美国经济复苏将持续。但由于未来人口老龄化和全要素增长率降低，美国长期增长率不容乐观，预测长期潜在增长率为 2%。

由于低油价、银根放松和欧元贬值的影响，预测欧元区的温和经济复苏也会有持续迹象，但潜在增长率仍将保持弱势，这是危机后遗症以及危机之前就已存在的人口老龄化和全要素生产率降低的结果。

新兴市场的增长前景在不同国家和地区有很大差异，但多数新兴市场经济体外部条件正变得更为困难，今后增长将普遍减弱，预计 2020 年前均在下降通道。主要原因包括：石油出口国增长减弱，我国经济增长放缓，大宗商品价格下跌和地缘政治紧张局势导致其他大宗商品出口国（包括拉美）增长前景堪忧。所以，新型经济体对全球经济的支撑作用正在减弱（见图 1-2）。

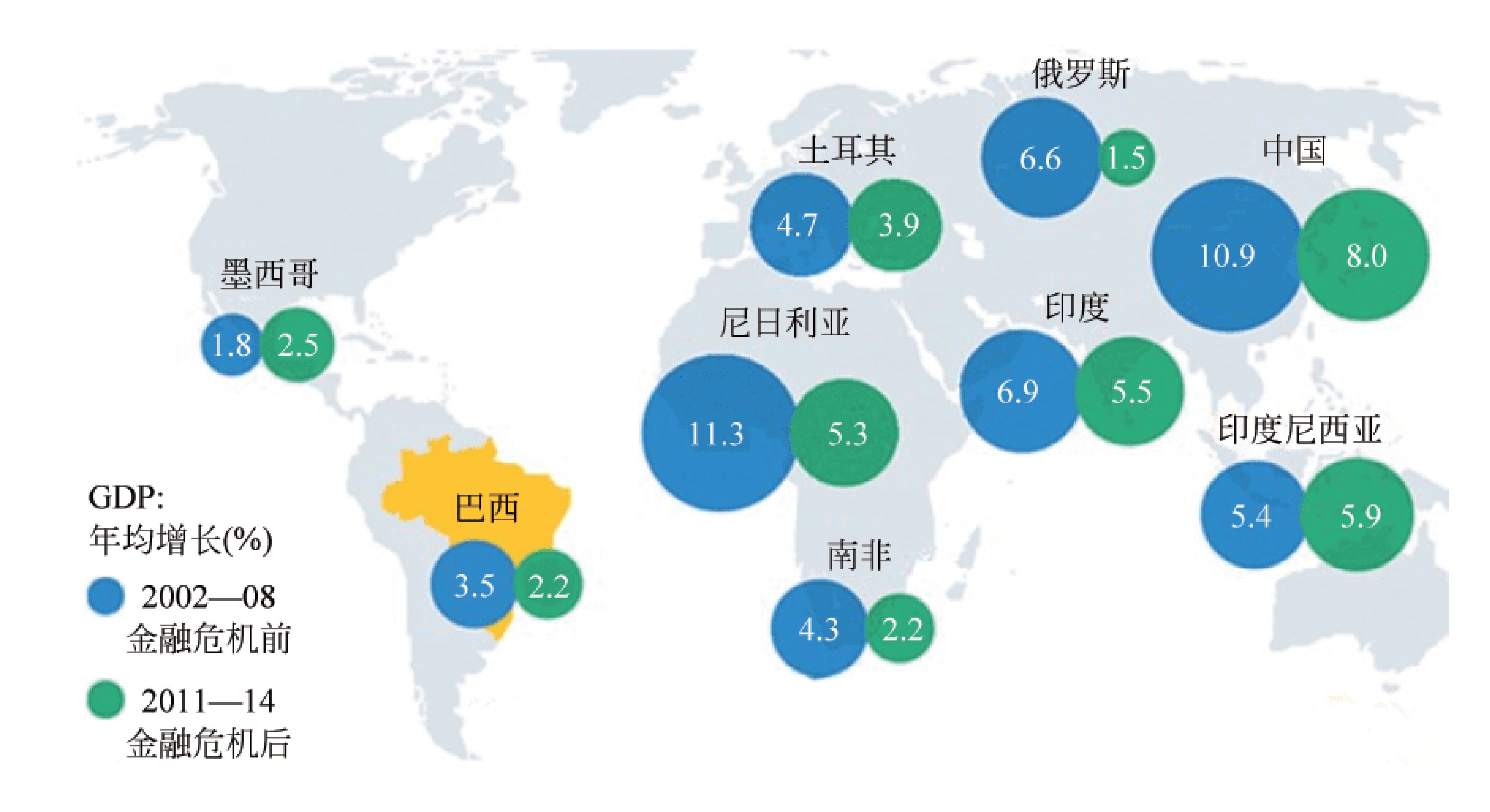


图 1-1　金融危机前后主要新型经济体国家经济增速
(来源:国际货币基金组织)

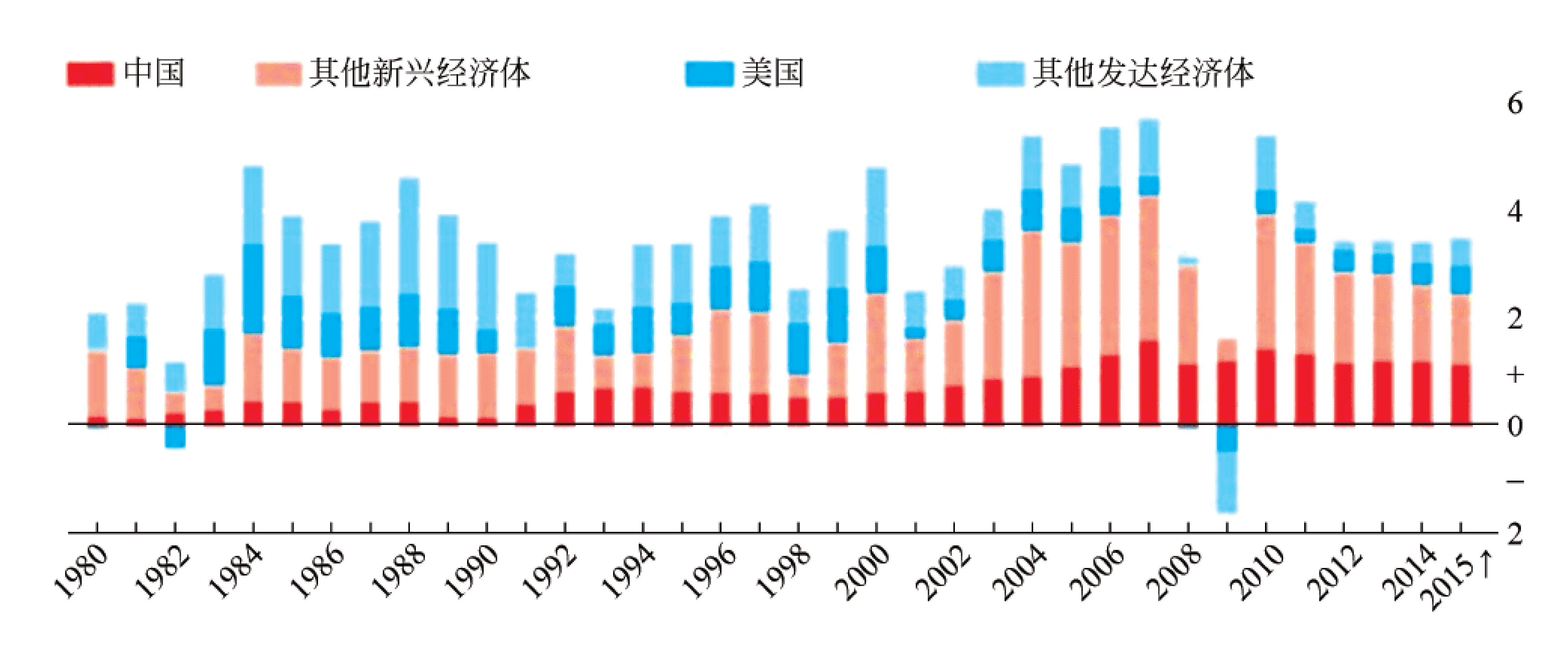


图 1-2　新兴经济体对世界经济增长的贡献(百分点)
(来源:国际货币基金组织(购买力平价预测))

1.2　全球金融系统的严峻形势对实体经济构成威胁

最新的全球调查显示,汇市、股市和债市均值得关注,总体形势堪忧,预期对全球经济提振作用微乎其微。目前,距离美国房地产泡沫破裂已近 10 年,距离希腊破产引发欧债危机已近 6 年,而目前债务危机已经演变到新兴市场。这些事件直接导致全球债务积累。尽管新兴市场有着更加灵活的汇率,更大的外汇储备和更小的外币债务占比,但债务市场泡沫破裂会严重打击增长,其程度将超过人们当前的预期,而世界经济也会因此而越发疲软。根据《经济学人》分析,当这些富裕世界的泡沫走向破裂,将利率推至历史低点时,资本就会从富裕国家流向较为贫穷的国家。结果是钱被借得太多、太快,而且大量由企业所承担的债务,不是投资了盲目的项目,就是购买了定价过高的资产。总之,新兴市场的债务与 GDP 之比已经从 2009 年的 150%上升到目前的 195%;企业债务占 GDP 的比重从 2008 年不足 50%上升到接近 75%;我国债务与 GDP 之比在过去 4 年中上升了将近 50 个百分点。经验表

明，凡是私营部门的债务与GDP之比超过20%的国家，GDP增速都会在借贷高峰之后的3年中平均放慢接近3个百分点。目前，全球，尤其是新型经济体存在很大的债务市场风险。许多本应破产的企业仍在残喘；不良贷款在银行的资产负债表上堆积如山；钢铁等部门产能过剩无处倾销。这些因素都是拖累全球经济增长的重要原因。

总之，占据全球经济半壁江山以上（以购买力平价计算）的发达国家的疲软的经济形势对全球经济的影响已远非昔日可比。新兴市场的增长减速打击了跨国企业的利润和出口商的现金流，低迷的大宗商品价格有助于石油进口国，却把压力都堆积在早已欠下了大约3万亿美元的采矿和钻探企业以及交易商身上。

1.3 能源等全球大宗商品价格低迷的趋势难以逆转

2011年以来，包括能源和有色金属在内的国际主要大宗商品价格总体上呈现趋势性下跌（见图1-3），尤其是2014年下半年以来，以石油为代表的大宗商品下跌趋势更加明显。布伦特原油价格从2014年9月的97.4美元/桶下降到2015年12月的约40美元/桶，下跌幅度超过50%，同比（比2014年12月，见表1-1）下降40%。2015年12月8日，全球大宗商品价格暴跌，创下16年来最低纪录。随着大宗商品价格下跌，许多公司大幅裁员，股市价格也极速下滑。澳大利亚东部科林斯维煤矿裁减近80%的工作岗位，世界第二大矿业公司力拓在纽交所的股票已经下跌至28.5美元/股。全球最大的矿业公司必和必拓股价亦下跌4.19%至24.44美元/股。另外，大宗商品价格的下挫也直接影响了资源大国货币汇率。澳元兑美元汇率下跌至0.721，加元兑美元汇率下跌至0.737。近期世界银行称，预计未来5年大宗商品价格都无法获得强劲复苏。

我国经济持续下行，矿业及冶炼加工产业产能严重过剩，经营状况日趋恶化，铁矿、煤炭、钢铁、水泥等行业几乎是全行业亏损，多数企业开始减产、停产，约1/5企业开始濒临倒闭，工资大幅下降，下岗人员不断增加。在2016—2017年，这种局面会进一步恶化，形势将异常严峻。

表1-1 典型大宗商品价格走势

大宗商品	现值	月变化	年变化	日期
WTI原油	37.94美元/桶	−13.5%	−40.5%	2015年12月9日
布伦特原油	40.61美元/桶	−13.8%	−39.1%	2015年12月9日
天然气	2.2美元/百万Btu	−4.4%	−38.9%	2015年12月9日
汽油	1.2117美元/加仑	−11.5%	−29.70%	2015年12月9日
取暖油	1.2598美元/加仑	−14.7%	−39.60%	2015年12月9日
燃煤	52.5美元/吨	−0.3%	−16.1%	2015年12月8日
钢	210美元/吨	−0.02%	−57.10%	2015年12月8日
铝	1475.5美元/吨	−2.4%	−24.6%	2015年12月8日

目前，我国90%煤矿出现亏损，近百万人就业受到影响，至少1/5的产能将被淘汰。钢铁行业全线亏损，上百家钢铁厂已关闭，这种趋势正逐步恶化，未来3年近1/4的钢铁产能将遭到淘汰。我国电解铝行业从2002年产能开始过剩，2014年亏损产能达1969.5万吨，

全行业亏损面达90%以上。我国建筑行业也出现了较大幅度下滑,除一线城市以外,二三线城市均非常萧条,约70%的城市房地产行业陷入低迷,受此影响,水泥、玻璃等建材行业需求量大幅下降,建材相关行业大面积亏损。

受全世界焦炭供给增加而中国焦炭进口减少影响,2015年焦炭价格持续下降。在北美和澳大利亚,持续走低的价格已经导致一些企业停产或减产。尽管如此,焦炭供给依然充足。随着火力发电领域投资的持续增加,目前电煤市场竞争性供给关系导致价格下跌。2015年前八个月,纽卡斯尔港煤炭离岸价格为60美元/吨,比2014年同期下降了18%。持续低价已使许多煤炭生产企业举步维艰,尽管一些企业已经关停,但由于美元升值等因素,煤炭供给对市场反应仍然缓慢。预计短期内煤炭市场竞争性的供给关系仍会存在,价格将会持续低迷(见图1-3)。

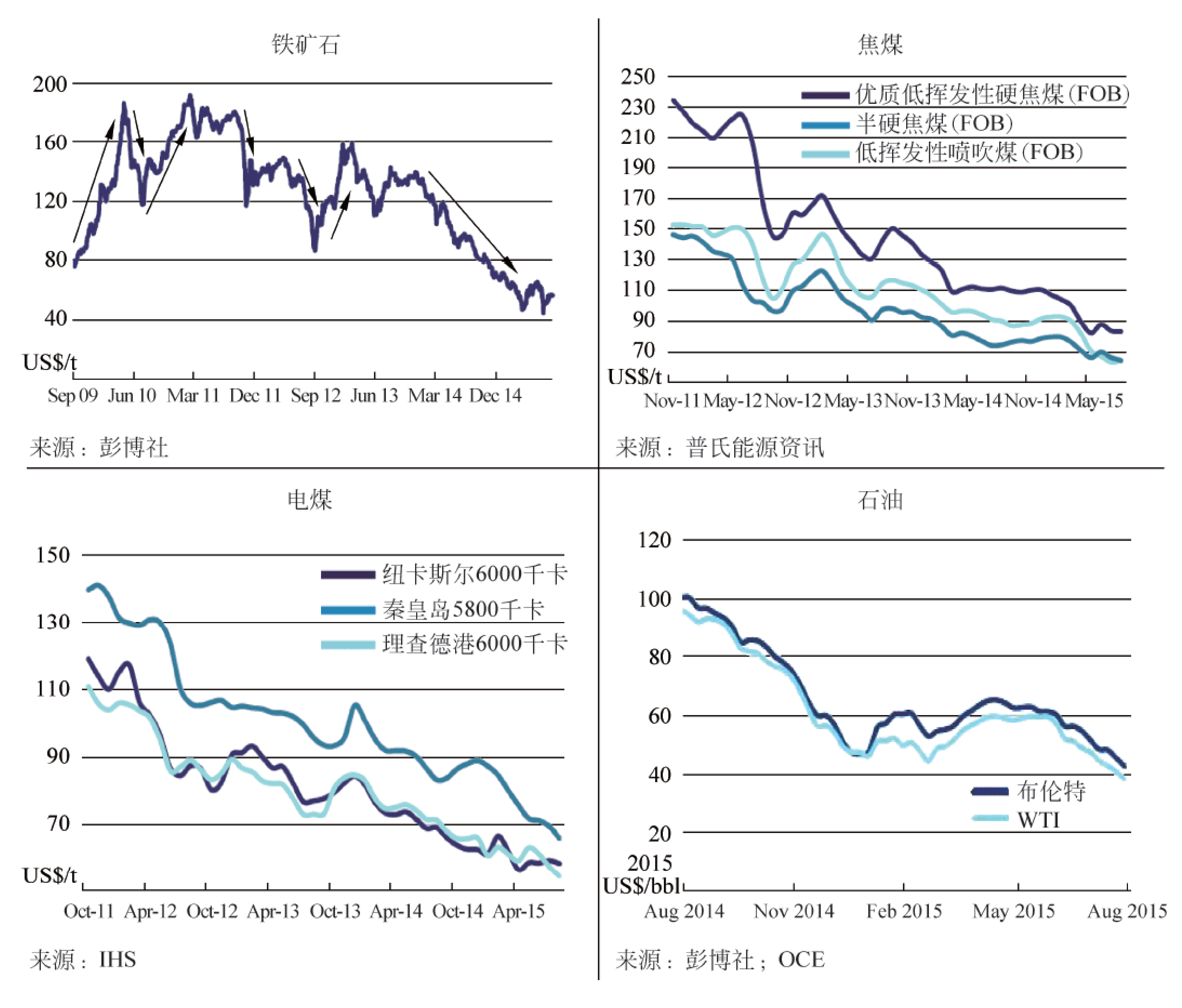


图1-3 全球主要大宗商品价格走势

1.4 全球能源供需格局正在经历一场大变革

从供应看,全球能源格局正在经历一场巨变,能源版图正在由传统以OPEC为能源供应的重心向美国、俄罗斯、OPEC、中亚多个重心转变。而能源供应品种正在以传统化石能

源为主导,向新能源、可再生能源与常规、非常规化石能源共同成为能源供应来源转变。化石燃料的长期主导地位还未结束,尤其伴随着非常规油气资源的迅猛发展,石油峰值论变得更加难以揣测,而天然气开发步伐正在加快,在能源需求市场普遍低迷,能源供应相对过剩的条件下,煤炭仍将占一席之地,但全球去煤炭趋势越来越明显。总体上讲,未来传统化石燃料石油、天然气、煤炭供应处于相对过剩状态,而能源企业面临的生产开发环境更加复杂,成本风险也在增加。过去几十年来油气储采比不降反升,分别从 1980 年的 30 和 49 上升到 2014 年的 53 和 54,油气探明储量增长了约 27%。技术进步和高油价刺激了投资,自 2000 年以来,全球油气上游投资年增长 166%,世界油气产能基本上处于供大于求的状态。近年来,推升页岩油气产量快速增长的一个重要原因是在页岩气勘探开发和相关技术突破的背景下,美国风险投资和私募股权投资大举进入页岩油气风险勘探市场。2000—2014 年,美国页岩气年产量由约 120 亿立方米上升至 3700 亿立方米。页岩气水平井和水力压裂技术的广泛应用,也令页岩气伴生的页岩油产量极大增加。自 2004 年以来,美国本土原油产量增长了 56%,在美国传统油田正常产量外,每天新增产量达到 310 万桶。而这也令目前美国对 OPEC 原油的依赖度大幅削减。进口原油占美国国内消费的比重已从 2005 年的 60% 大幅降至目前的约 30%;同时,OPEC 原油占美国原油进口总量的比例也在 2013 年大幅降至 38%,而 1980 年这一数据为 62%。

从需求看,全球能源格局也在经历一场大变革。能源需求重心正在从传统的以美、欧、日等 OECD 国家为主要消费国向以我国、印度为首的金砖国家、新兴经济体国家转变。而能源需求品种正在从传统化石能源为主向新能源、可再生能源转变,而且伴随着低碳、清洁、绿色发展的需求,去煤炭化趋势开始越来越明显。过去几十年间,全球能源需求版图发生了很大变化,原来世界能源需求增长主要依靠发达国家,而最近一些年,发展中国家对能源需求日益攀升。根据相关预测,2040 年前世界能源需求增量的一半将来自我国和印度。与此同时,发展中国家对世界能源价格的影响也越来越大,未来这一趋势将更加明显。主要原因是绝大部分发达国家能源需求总量已经达到峰值,全球能源需求增长主要源于发展中国家。

1.5 全球低碳、去炭趋势明显

如果将 1990 年《联合国气候变化框架公约》(以下简称《公约》)谈判启动作为应对气候变化国际合作的政治进程的开始,迄今 25 年联合国气候变化大会已经经历了《公约》、《京都议定书》、“巴厘路线图”和“德班平台”四个重要阶段。尽管各国在一年一度的气候变化大会上唇枪舌剑,谈判中混杂着政治、科学、宗教、信仰以及怀疑、不信任等,但谈判一直在向着积极的方向发展。1998 年政府间气候变化专业委员会(IPCC)正式成立后,迄今 IPCC 已经开展了五次评估,分别于 1990 年、1995 年、2001 年、2007 年和 2014 年发布了权威的评估报告。提供了越来越确凿的证据证实人为因素导致气候变化的科学结论,对应对气候变化政治进程产生了极大的影响。气候变化的科学事实已经被绝大多数人接受,大家一致认为各国需要实施强有力的措施,并为此做出承诺和行动。2015 年巴黎的联合国气候大会上 181 个国家递交了“国家自主贡献减排方案”,这足以证明全球实质性进入了低碳、去炭的发展通道。从以下美国、欧盟等主要国家和机构的战略计划不难看出全球的低碳、去炭趋势(图 1-4)。

2015 年 8 月,奥巴马公布了他所称的有史以来抗击气候变化的“最宏大、最重要”的一

步——《清洁电力计划》(Clean Power Plan)的最终版本,将减少美国对煤电的依赖程度,同时进一步发展风能、太阳能等可再生能源。美国总统奥巴马 2015 年 11 月发表声明,正式否决美加“拱心石”XL 输油管道项目,原因之一就是如果批准该项目,将削弱美国在气候变化问题上的国际领导力。另外,纽约已经确立了到 2030 年可再生能源比例达到 50%的目标并削减 40%的碳排放。加州将它的可再生能源配额从 33%也提高到了 50%,夏威夷规定到 2045 年可再生能源比例为 100%,佛蒙特州通过了一项法案规定其到 2032 年可再生能源比例达到 75%。

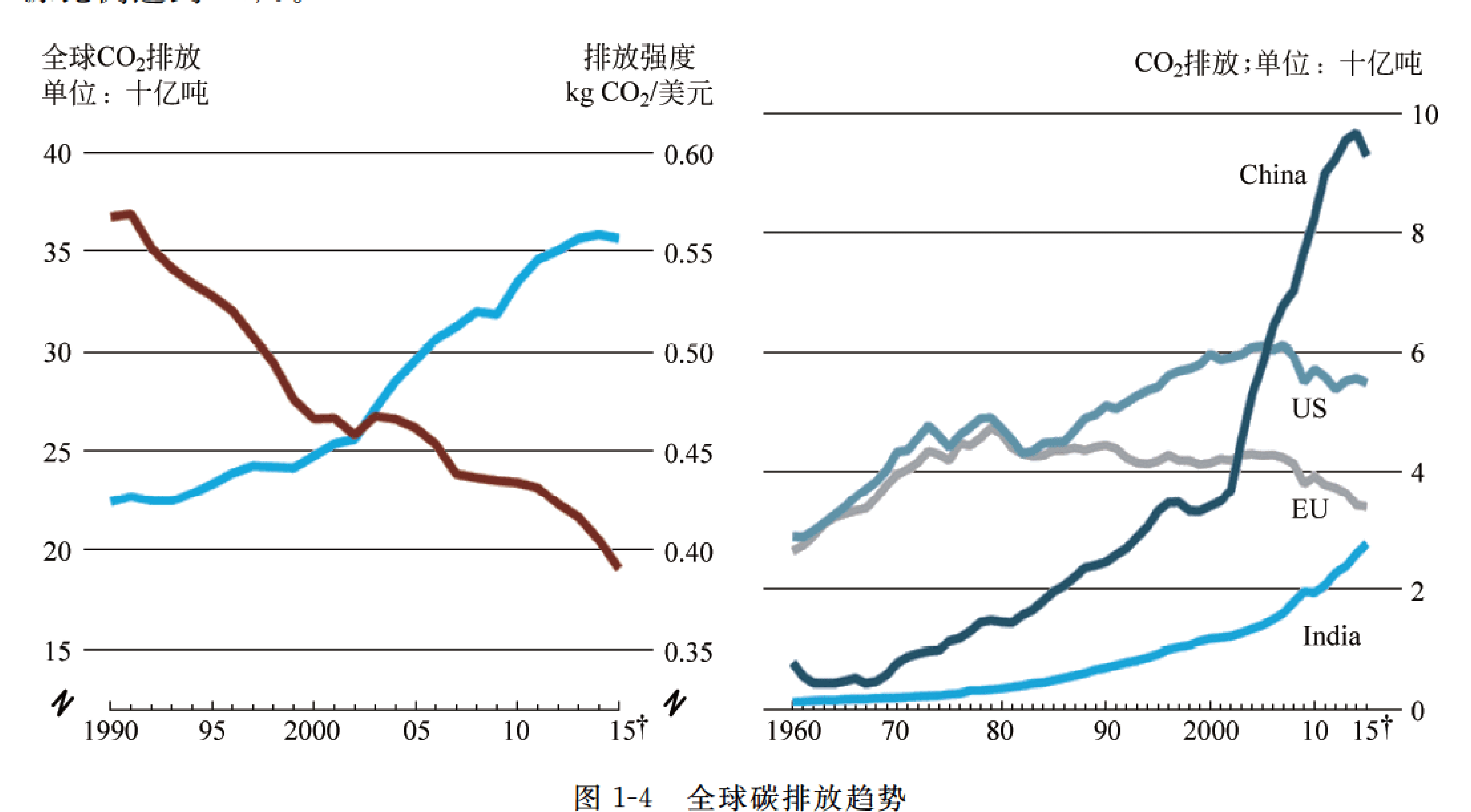


图 1-4　全球碳排放趋势

(来源:R. 雅克松等. 到达排放峰值. 自然气候变迁. 2015)

欧盟公布其在巴黎气候大会的谈判立场,在二氧化碳减排方面确定约束性指标:明确提出最晚在 2020 年前,要推动温室气体排放量达到峰值,并且在 2050 年前要使排放量比 1990 年减少至少 50%。欧盟已经向联合国承诺,在 2030 年前,将欧盟温室气体排放量与 1990 年相比减少 40%。同时,将可再生能源比例提高 27%。具体说,要遵守三项约束性指标:二氧化碳的减排量、可再生能源比例和能源使用效率。同时,欧盟提出减排 5 年计划,还要对欧盟成员国具体实施减排情况进行检查,达到真正约束温室气体排放的效果,推动欧盟各国有个长期控制温室气体排放行动计划,另外,欧盟还推出可再生能源发展比例计划。

作为欧盟最大的经济体也是最大的二氧化碳排放国,德国在应对气候变化上试图发挥更大作用。相比欧盟在 2030 年实现二氧化碳排放量相比 1990 年水平降低 40%的目标,德国为自己设定了更高的目标,它希望提前 10 年,也就是在 2020 年二氧化碳的排放量比 1990 年降低 40%。

英国政府表示,计划到 2023 年限制燃煤电站使用,到 2025 年将关闭所有的燃煤电站,同时将大力发展天然气和核能发电。

加拿大政府承诺,将基于科学事实为应对气候变化采取积极行动,专注于清洁技术开发创造经济增长和就业机会。加拿大支持全球逐步过渡到可持续和更具弹性的低碳经济。安大略省在 2014 年宣布,全省已关闭所有燃煤电厂,这相当于 700 万辆汽车停止行驶,对环境

有更大改善效应。

在本次联合国气候变化大会上，印度官员表示，只要此次巴黎 COP21 会议能达成协议并提供足够的资金帮助他们发展清洁能源，他们愿意减少煤炭使用量。

世界银行行长金墉表示，世界银行将持续加大其投资和工作力度，帮助发展中国家应对其眼下面临的挑战并执行其制定的方案。世界银行集团已承诺其对气候问题的直接投资将增加 1/3，其每年对气候问题的投资总额将有可能在 2020 年之前增至 290 亿美元。

1.6 全球能源地缘政治形势正在发生重大变化

当前，全球能源地缘政治关系已变得非常错综复杂，尤其是围绕中东这一历史上长期处于动荡和战争的地区（见图 1-5）最为严重。与能源有关的典型地缘政治关系包括：一是叙利亚局势将西方国家、俄罗斯、土耳其、伊拉克、中东国家集聚到复杂的地缘政治和战争中；二是沙特和也门的战争爆发凸显阿拉伯各派别、宗教复杂的地缘关系；三是沙特和伊朗长期存在敌对关系，在伊朗石油禁运即将被解除的条件下使 OPEC 几乎彻底失去了集体应对石油市场的基本权威，OPEC 不但在全球市场的话语权受到非 OPEC 产油国的挑战，而且面临解体的可能；四是"伊斯兰国"在中东地区兴风作浪，正在演变为全球最大的恐怖威胁，由于中东地区复杂的地缘和宗教关系，使得彻底清除这一恐怖组织变得非常困难；五是伊拉克、利比亚在多年遭受战争之苦后和平恢复变得非常困难。以上这些与能源直接相关的地缘政治形势将长久影响未来全球能源格局，尤其伴随着 OPEC 的瓦解，未来全球石油市场供应格局将更加多元、更为平衡。但局部地区因地缘政治形势紧张会对石油供应稳定有一定影响。

1.7 中国进入深度参与全球能源治理新阶段

当前的全球能源治理架构主要以 20 世纪 70 年代为基础，全球能源经济格局的巨大改变使原有能源治理框架已经不适应形势的发展。当前全球能源治理架构存在的主要缺陷促使全球能源治理正在经历一场变革。

首先，现有主要治理构架无法代表新兴国家和发展中国家。现有治理架构主要由美国和其他发达国家主导，没有包括也无法代表新兴国家和发展中国家。

其次，没有建立能源生产国和消费国之间的有效对话。国际能源市场全球化的特征增强，生产国和消费国之间不再是对立关系，而需要建立更多合作和对话。能源政策目标的达成需要所有主要市场参与者的广泛合作，能源技术的传播也需要更大程度的全球合作。但是，主流能源治理机构源于西方，由 OECD 国家主导，还没完全摆脱成立时的初衷，即仍然存在与传统能源生产国的对立关系，生产国和消费国的合作仍存有障碍。

再次，无法应对能源供应多极化带来的新风险。旧有针对能源安全设计的治理机制主要针对石油供应安全。随着国际能源市场的发展，出现了更多生产国与消费国，呈现多极化的特点。由此，全球能源市场的主要风险从供应中断变成价格波动。与此同时，能源需求不断增加的新兴国家在能源价格上缺乏话语权；而能源产量较大的新兴国家对价格的理解也与传统生产国不同。这些变化都需要全球能源治理框架做出及时分析、调整和响应，并提前对可能引起的市场变化做出准备。然而，到目前为止，全球能源治理机制的表现不容乐观。

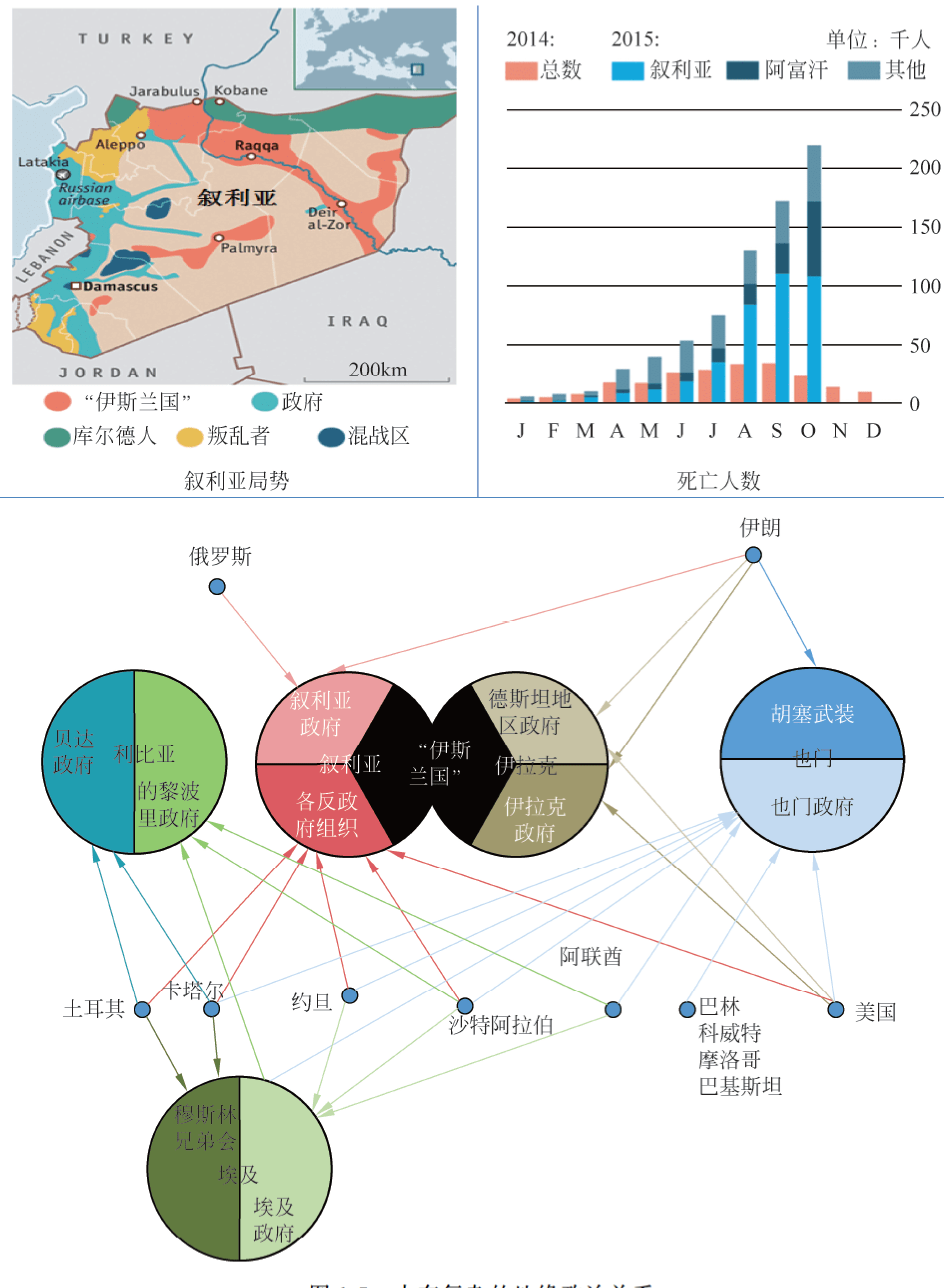


图 1-5　中东复杂的地缘政治关系

（来源：Economist）

另外，治理功能不健全，无法实现多元化治理目标。当前全球能源治理机构的功能存在一定程度的缺位与错位。这些治理盲点包括：缺少发展中大国的声音，缺少对能源市场的金融监管机制，缺乏既能实现能源领域知识产权保护又能促进技术传播的平衡机制，对能源贫困问题缺乏足够的认识和应对机制，缺乏针对气候变化和低碳政策的国际治理。

由于存在以上问题，国际能源署、能源宪章组织、国际可再生能源署、国际能源论坛、石油输出国组织等多边国际组织正在开始经历一场变革。其中，国际能源署的核心变革任务






图 1-6　我国 2015 年与国际能源署和能源宪章组织建立新型关系

（来源：IEA & Energy Charter Secretariat）

是如何改革使其能够扩大非成员国功能，进而使其更具代表性。2015 年 11 月在国际能源署部长级会议上，中国、印度尼西亚、泰国与国际能源署共同发布了关于启动联盟(Association)的联合部长宣言，从而正式与国际能源署建立联盟关系，在能源安全、能源数据和统计、能源政策分析等领域加强合作。

能源宪章组织也正在经历其现代化改革进程，2015 年 5 月 20 日在荷兰海牙举行的国际能源宪章大会已经证明其迈出了改革的第一步，我国也签署了国际能源宪章宣言，由受邀观察员国变为签约观察员国(见图 1-6)。国际可再生能源署和国际能源论坛则是应发达国家和发展中国家共同倡议成立的相对较新的国际能源治理机构，目前国际可再生能源署在推进全球可再生能源发展和信息、技术共享方面起到一定作用，其功能正在扩大。相比之下，国际能源论坛的作用则非常有限，需要进一步改革。OPEC 也正在分化，成员国之间越来越无法团结达成控制产能的一致步调。

1.8　国家能源战略重点已转向低碳绿色与生态环境保护

随着我国经济进入新常态，结构转型和资源生态保护要求我国经济增长要从数量向质量转变，而且随着我国步入因能源开发利用造成的环境污染和生态恶化集中爆发期，能源发展战略重点已经转向低碳绿色与生态环境保护。近年来，我国发布了一系列重大政策措施，

主要包括如下内容。

一是2013年9月,中共中央国务院发布了《大气污染防止行动计划》,其中包括十项实施方案。主要是指到2017年,全国地级及以上城市可吸入颗粒物浓度比2012年下降10%以上,优良天数逐年提高;京津冀、长三角、珠三角等区域细颗粒物浓度分别下降25%、20%、15%。

二是2014年6月,国家主席习近平主持召开中央财经领导小组第六次会议,研究我国能源安全战略,提出了中国能源“四个革命、一个国际合作”的发展战略。包括:推动能源消费革命,抑制不合理能源消费;推动能源供给革命,建立多元供应体系;推动能源技术革命,带动产业升级;推动能源体制革命,打通能源发展快车道;全方位加强国际合作,实现开放条件下能源安全。

三是2014年11月,中共中央国务院发布了《能源发展战略行动计划(2014—2020年)》。确定了“节约、清洁、安全”的战略方针。重点实施四大战略:节约优先战略、立足国内战略、绿色低碳发展战略、创新驱动战略。

四是2015年11月,我国提出应对气候变化的强化行动和措施,作为中国为实现《联合国气候变化框架公约》第二条所确定目标做出的、反映中国应对气候变化最大努力的国家自主贡献,确定了到2030年的自主行动目标:二氧化碳排放2030年左右达到峰值并争取尽早达峰;单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降60%~65%,非化石能源占一次能源消费比重达到20%左右,森林蓄积量比2005年增加45亿立方米左右。

五是2015年12月,国务院总理李克强主持召开国务院常务会议,提出在2020年前,对燃煤机组全面实施超低排放和节能改造,使所有现役电厂每千瓦时平均煤耗低于310克、新建电厂平均煤耗低于300克,对落后产能和不符合相关强制性标准要求的坚决淘汰关停,东、中部地区要提前至2017和2018年达标,这比2014年5月发改委、环保部和国家能源局联合下发的《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014—2020年)》中提出的2020年目标提前。改造完成后,每年可节约原煤约1亿吨,电力行业主要污染物排放总量可降低60%左右。

1.9 “一带一路”成为全球经济增长与能源发展新引擎

当前正值全球经济深度调整和转型时期,我国及世界主要国家急需找到新的经济增长点。我国提出的“一带一路”倡议得到了多数国家支持。其中能源既是我国海外投资的重点,也是互联互通的重要领域。所以,“一带一路”将有望成为全球及我国能源发展的新引擎。目前,我国海外能源投资主要以石油、天然气等自然资源为主,根据我国海外能源投资统计,2013年,与石油相关的投资累计达1477亿美元,与天然气相关的投资累计达285亿美元,对电源和煤炭的投资累计约170亿美元,电网投资累计约60亿美元,这些投资大多是在“一带一路”沿线国家(见图1-7)。其中,油气两者合计占到中国海外能源总投资的约78%。这与我国经济社会发展对石油、天然气的客观需求息息相关。2013年我国首次超过美国成为全球最大的石油进口国,日均石油进口量达到630万桶。预计未来我国石油、天然气进口依存度会进一步增大,这种供求关系决定了我国在全球对石油天然气的投资和国际合作将进一步加快。另外,现在海外可再生能源投资是电力行业一个相对比较朝阳的投资



图 1-7　我国“一带一路”倡议示意图

方向。不但美国、加拿大、欧洲及澳大利亚等发达国家政府对可再生能源的发展都持鼓励支持态度，而且多数化石能源丰富的中东、中亚地区也非常重视可再生能源的发展。可再生能源行业在许多国家发展很快，目前仍然处于发展的上升期。未来随着“一带一路”倡议的实施，能源投资将更多依赖我国倡议设立的“亚洲基础设施投资银行”（以下简称“亚投行”），根据亚投行的发展理念和发展方向（见“未来亚投行的发展方向”），亚投行将以最大的灵活度支撑“一带一路”沿线国家能源国际合作所需要的投资。

根据统计分析，“一带一路”沿线的能源资源存在巨大潜力，将极大刺激沿线国家的能源国际合作，既可以充分发挥沿线资源国的能源供应优势，也可以极大满足沿线消费国的能源需求。而且，在节约全球能源供应总成本的同时，可以大大缓和全球能源安全形势。在石油、天然气、煤炭领域我国对“一带一路”沿线许多资源国家存在巨大的需求潜力。其中沿线国家石油、天然气、煤炭资源潜力占全球的比例分别超过了 60.3%、70.5%、43.6%，我国与绝大部分国家存在较大的合作潜力。

1.10　“中蒙俄经济走廊”将是内蒙古对外能源合作的支点

俄罗斯、蒙古国和中国三个国家相互毗邻，在东北亚地区乃至更广阔的亚欧地区应加强合作，将“中蒙俄经济走廊”与俄罗斯跨欧亚大铁路、蒙古国“草原之路”倡议进行对接，有利于发挥三方优势，互利共赢。

中蒙两国的油气合作有着先天优势，中蒙接壤地带有大量已探明油田，运输不需过境，安全度高；中蒙两国由于相似的地质情况，也较容易开发合作。

中国“一带一路”的推进分为海陆两线，由于东南亚、南亚、中东地区的复杂局势，能源领域的发展在东北亚及中亚地区安全性更强，因此，由“中蒙俄经济走廊”起始，进而步入中亚、欧洲地区，是陆上丝绸之路经济带的不二选择。

蒙古国北与俄罗斯接壤，南邻中国内蒙古和新疆，是一个没有出海口的内陆国家。因此，蒙古国想要将自己的丰富的自然资源优势充分发挥，必须借助于中俄两国的优势。而据历史的经验来看，想要保持本国独立和经济发展，蒙古国既需要与中俄两国保持良好的合作关系，又不能过分依赖他国。

2014 年，习近平主席访蒙期间，蒙方长期关心的过境运输和出海口问题得到了妥善解决，双方在矿产品深加工、新能源、电力等领域开展合作，将为两国人民带来切实利益。其中，“中蒙俄经济走廊新通道”是从连接俄罗斯第一亚欧大陆桥的蒙古国乔巴山-额仁查布铁路开始，新建一条乔巴山-霍特-毕其格图新铁路。在此基础上，将蒙古国铁路在毕其格图和珠恩嘎达布其与中国境内的巴珠铁路、巴新铁路、阜盘铁路相连后出海，开辟一条中蒙俄经济走廊新通道。显然，新通道的开通将为蒙古找到新的出海口，帮助其市场拓展与经济发展。

内蒙古区位条件优越，一是内蒙古横跨“三北”地区，承东启西，以满洲里、二连浩特为节点的亚欧大陆桥是连接欧亚最便捷的运输通道，已开通的很多“中俄欧”铁路国际货物班列途经蒙古、俄罗斯、白俄罗斯、波兰等国家，与海运相比缩短一半运距，运行时间缩短 2/3。二是内蒙古口岸优势明显，与俄罗斯、蒙古国边境线总长 4251 公里，占全国陆地边境线总长的 19.4%，有 16 个开放口岸，中俄陆路运输的 65%和中蒙货物运输的 95%经过内蒙古口岸。三是经济互补性较强，内蒙古与蒙、俄在资源结构、产业结构、技术结构等方面互补性较强，从贸易结构来看，内蒙古从俄罗斯、蒙古国进口大量煤炭、铁矿、木材等商品，出口建材、机电、轻工等商品。

2 主要问题

2.1 煤炭产能过剩局面将延续相当长时间

我国在建煤矿规模大，随着煤炭行业兼并重组工作的推进，释放了大量煤炭产能，另外，一些非煤企业纷纷涉足煤炭，使近几年煤炭行业产能过剩趋势较为突出。据中国煤炭工业协会统计，2013 年全国煤炭产量 37 亿吨，销售量 36.1 亿吨，全年有 9000 万吨的产量转化为社会库存。2014 年上半年全国煤炭产量 18.2 亿吨，销售量 17.3 亿吨。据中国煤炭行业协会发布的《关于 2014 年上半年煤炭经济运行情况的通报》显示，由于煤炭供大于求，库存居高不下，自 2014 年 6 月底煤炭企业库存创历史最高水平，达到 9900 万吨，目前库存已超亿吨；煤炭价格大幅下滑，企业亏损面进一步扩大。目前全国多个省出现全行业亏损，全国整个煤炭企业亏损面超过 80%。上述数据无不表明，我国煤炭行业的产能过剩已经到了非常严重的地步。对于内蒙古而言，煤炭储量全国第一，在煤炭工业发展的黄金 10 年中，为了满足对煤炭的旺盛需求，煤炭企业及相关企业纷纷在内蒙古抢占煤炭资源，加大资金投入，快速开发建设煤矿，迅速积聚了巨大的煤炭产能。但在全球金融危机和主权危机以及国内

经济放缓和结构调整等一波又一波的冲击下，内需不振，外需疲软，煤炭供过于求，造成产能过剩，而且这种产能过剩的势头在短期利益的驱动下仍在盲目扩张，造成了极大的浪费，同时也不利于产业结构的优化。

而煤炭行业的产能过剩主要归因于重化工产业随着产业结构调整出现明显的产能过剩。数据显示，2013 年底，我国钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃、船舶产能利用率分别为 72.8%、75%、68.9%、62.0%和 75%，明显低于国际通常水平。钢铁、电解铝、船舶等行业利润大幅下滑，企业普遍经营困难。值得关注的是，这些产能严重过剩行业仍有一批在建、拟建项目，产能过剩呈加剧之势。自 2014 年起，内蒙古自治区受京津冀地区加强大气污染防治工作的影响，已经出台政策暂停审批钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等产能严重过剩行业新增项目，临近京津冀地区的兴和县、商都县、多伦县、宁城县不再审批炼焦、电石、铁合金等新增项目。

2.2 煤炭与水资源浪费问题长期没有得到根治

煤炭方面：内蒙古作为我国煤炭第一大省区与发达国家相比在煤炭的综合利用率上差距还很大。一是煤炭洗选比例较低，品种结构不合理。大量的煤炭未经加工就直接进入市场。原煤比例过高造成了商品煤质量和产品附加值低，同时也加大了煤炭企业的经营风险。同时，对于露天煤矿开采，由于煤土剥离过程中大量煤土混合物被抛弃，造成煤炭资源浪费。二是煤炭产业链短，转化率不高。在内蒙古煤炭技术的限制下，电厂多采用亚临界机组，煤化工技术也普遍不成熟，不仅浪费资源，还造成大量的碳排放。三是在集群化开发中，各煤炭企业存在恶性竞争。随着煤炭产量过剩，煤炭价格持续下滑，许多大型煤炭企业依靠其自身实力，为争夺煤炭定价权肆意压低煤价，甚至赔钱卖煤，造成大量煤炭资源价值流失。最后，煤炭产业集中度和规模化程度低，尤其严重的是大部分整体矿区由于是多个主体企业开采，造成严重的资源浪费(图 2-1 是锡林郭勒盟胜利露天矿区多个开采主体示意图)。这些众多中小型煤炭企业造成了企业生产成本高、资源利用效率和企业市场竞争力低以及污染防控能力差，影响资源优势向产业优势、经济优势的转化。

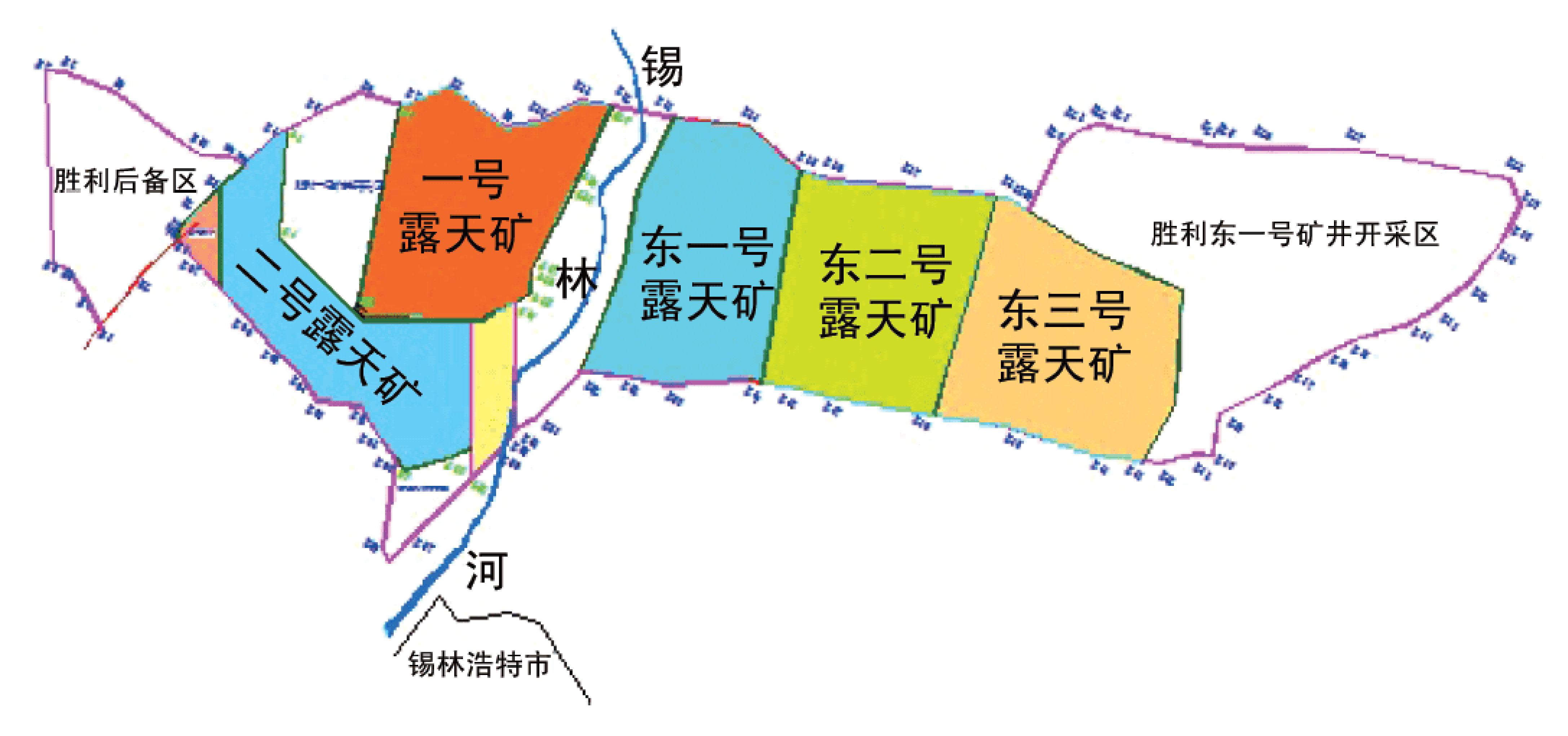


图 2-1 锡林郭勒盟胜利露天矿区主体分布图

水资源方面:内蒙古大部分地区处于大陆性半干旱地区,水资源比较匮乏。据统计,内蒙古水资源总量为545.95亿立方米,作为全国地理面积第三大省份,占全国水资源总量仅1.92%,全区80%以上的地区年降水量小于400毫米。然而,内蒙古近年来煤炭开采和煤化工等重工业项目无疑加剧了水资源紧张的局面。一方面,农业技术落后,水资源流失严重。由于调水蓄水工程不健全、农业生产节水设施缺乏、用水管理制度不严,加上掠夺式的超采地下水,造成大量农业及生活用水的浪费。另一方面,重工业水资源浪费严重,仍有较大的节水空间。以煤化工为例,煤制烯烃的吨烯烃耗水在22~32吨,吨乙烯耗水则高达47~68吨;而目前石油化工的吨乙烯耗水是6~7吨。目前,这种高水耗很大程度上是工程设计不成熟的结果,有很大的节水减排优化空间。例如,在神华包头煤制烯烃项目上,通过这一系列的节水优化改进措施后,吨烯烃耗水量从原来的33吨,下降到8.97吨,节水率达63.21%。总的来看,内蒙古目前大部分地区面临较严重的水荒问题,除了资源浪费,还存在污染问题,水资源情况正在进一步恶化,同时导致生态环境恶化,将会严重影响内蒙古可持续发展进程。

2.3 窝电问题突出

电网建设滞后是窝电现象严重的主要原因。电力作为商品,其开发速度与规模必须适应市场需求。电力市场的载体是电网,电网有多大,市场就有多大。内蒙古电网归自治区管理,与国家电网公司的关系是完全独立的电网企业关系,内蒙古电网供电区域内的电力市场与国家电网区域的电力市场是两个完全独立的电力市场。因此,内蒙古电网区域内上网的电厂所发电力除少数“点对网”直接送电厂外,其余原则上应由内蒙古电网包销。虽然内蒙古电力公司在发展中不断扩大电网建设,增加了一定的售电量,但内蒙古自治区区内的经济社会对电力需求的增量与内蒙古电网区域内近几年投产的发电装机相比只是零头,所以出现了大约48%机组不能正常运行,导致大量“窝电”的现象。

目前,内蒙古西部电网统调发电装机4465万千瓦,最高发电负荷2400万千瓦,富余装机近600万千瓦(不考虑风电、光伏发电)。蒙西电网公用火电机组利用小时数低于全国平均水平约100小时;弃风比例超过10%。造成蒙西电网电力过剩的主要原因在于:一是“网对网”送电通道多年没有增加,外送电力无大幅度增长。二是风电装机容量和发电量增长迅速。三是网内用电市场增长低于预期,预计蒙西电网电力过剩情况短期内不会改变(见图2-2)。

另外,蒙东尚未形成统一省级电网,各盟市电网互供互济能力严重不足,电力富余和地区用电困难同时存在。蒙东电网500千伏变电站布点少,以220千伏变电所为枢纽点形成放射状66千伏电网供电结构,供电半径过大,局部过负荷和低电压等电能质量较差。同时蒙东电网属于“大电源、小负荷”外送型电网,电力“供大于求”的局面短期内很难改变,随着大型煤电基地建设以及大规模风电接入,安全稳定问题严重,电力外送能力严重不足,大型火电机组出力不足,风力机组长时间“弃风”,造成严重的“窝电”现象,蒙东电网消纳问题将日益突出。与此同时,受制于地区电网网架薄弱,设备落后等因素,部分边远地区用电困难,存在着供电“卡脖子”问题,窝电、限电问题同时存在且日趋突出。

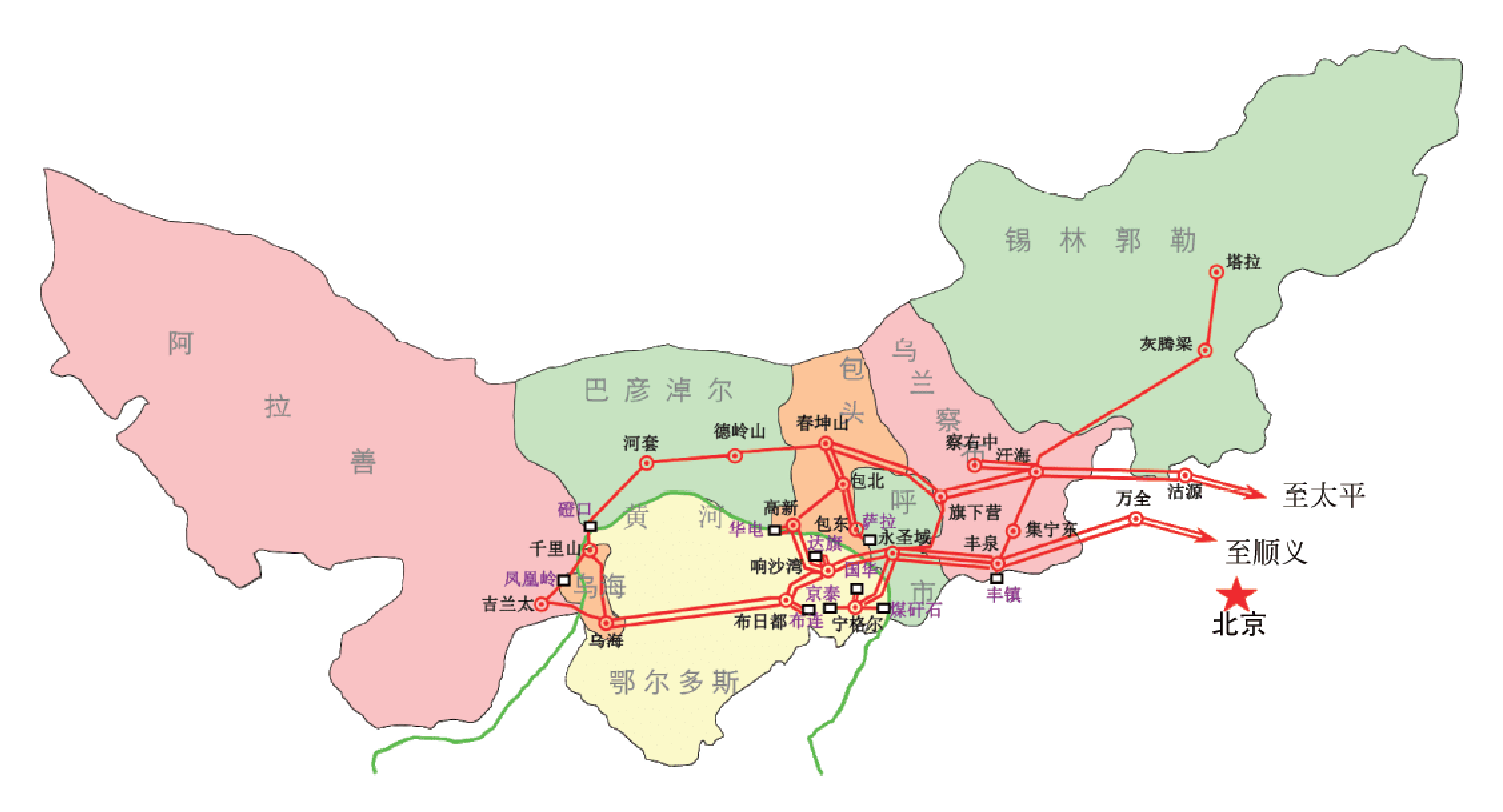


图 2-2　蒙西电网电力过剩情况

2.4　能源工业发展受到水资源短缺的严重制约

内蒙古地表水系不发育，地下水资源不丰富，水资源较贫乏，而且分布不均，整体呈现东多西少的规律：东部地区三大水系（额尔古纳河、嫩江和辽河）地表水资源量 323.67 亿立方米，占全自治区地表水资源总量的 92.68%；地表水系受各地降水量的影响，而年降水量规律也是东多西少。然而内蒙古工业的布局，尤其是耗水量极大的工业项目，如煤化工、煤炭洗选、煤电厂，都较为集中地布局在泛河套地区，加剧了西部严重缺水地区的水资源供需矛盾。现有的水资源供需平衡已不足以满足各盟市新上工业项目的供水需求，为此，各盟市水利部门陆续开展水权置换、水权交易、农业节水等多项措施，在现有水资源的开采强度下寻求空间以配套给待审批的工业项目。根据对神东煤炭基地和蒙东煤炭基地的研究，内蒙古自治区未来发展面临的水约束主要体现在以下几个方面。内蒙古自治区煤炭基地布局与水资源禀赋格局不匹配。从全国看，海河、黄河、淮河、西北内陆诸河和辽河流域以占全国 13%的水资源量承载着全国约 80%煤炭储量。其中神东煤炭基地地处西部黄河流域，该地区用水竞争异常激烈。蒙东基地位于松花江流域和辽河流域，水资源条件稍好，但是该地区的煤炭资源又属于褐煤为主，资源品质非常差，造成了另一种煤炭基地与水资源的不相匹配，即在蒙东地区开发价值较低的煤炭资源与相对充足的水资源不匹配。而且蒙东大部分区域是在国家的生态保护区内，受到区域水生态与草原生态环境严重约束。内蒙古自治区神东地处水资源条件匮乏的西北地区，造成了水环境的先天缺陷，水体纳污能力极为有限，而采煤、煤化工、天然气、石化以及与其配套的公路铁路等基础设施建设均会对水环境造成较大影响（见图 2-3）。

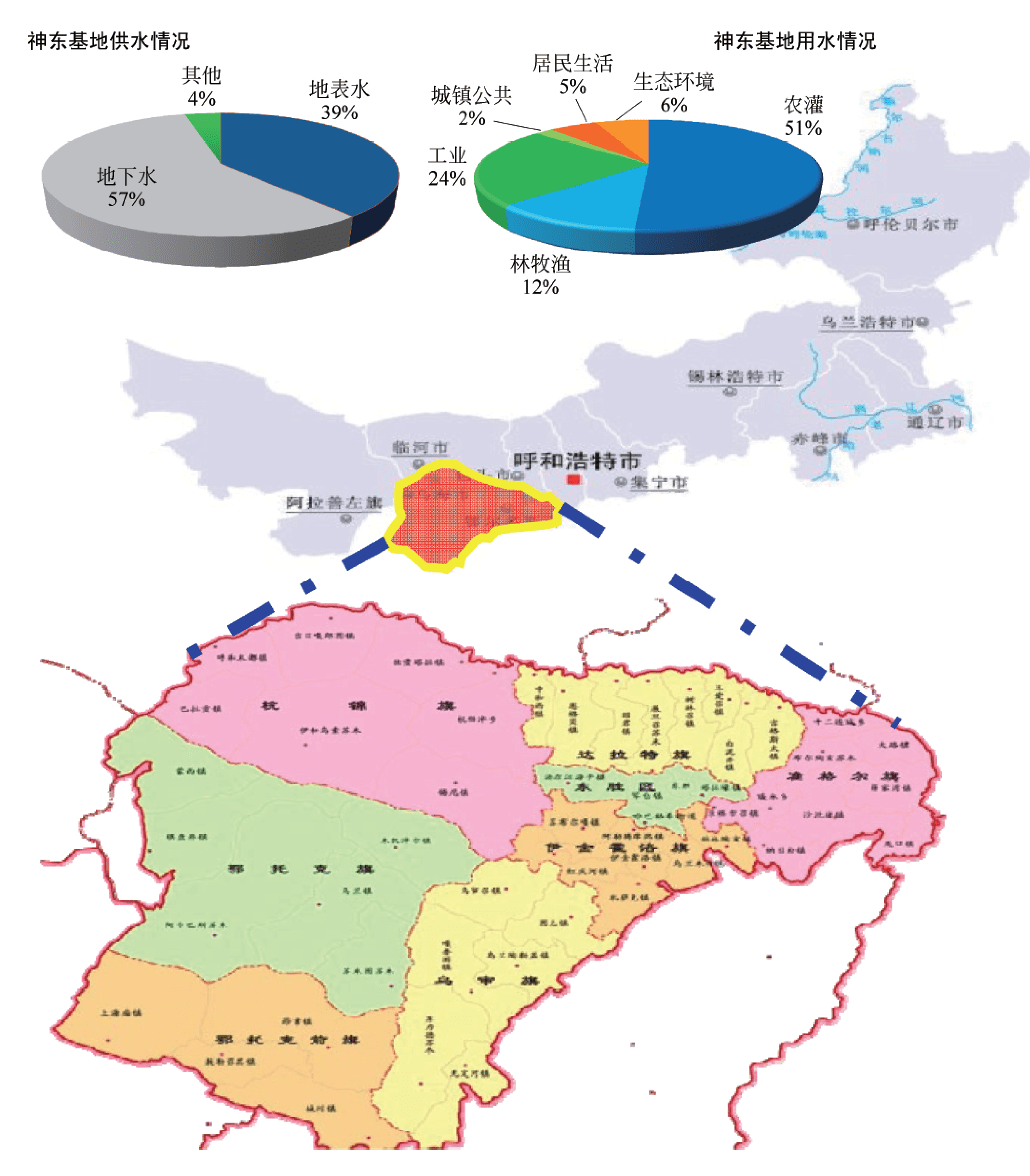


图 2-3　神东煤炭基地供水用水情况

2.5　草原生态破坏严重

内蒙古的草场退化问题曾在 1998 年至 2002 年较为突出,草场因气候干旱、风沙大、过度放牧引起了严重的退化问题。随着政府退耕还林还草、休牧禁牧政策和草原生态保护补助奖励机制的配合使用,因过度放牧而导致的草场退化已不是草原生态被破坏的主要原因。新的威胁来自于草原露天煤矿的开采。露天矿不仅破坏地表草场,煤层剥离和疏干排水更改变了地下地质构造和压力平衡,致使地下水源改道、水位明显下降、滑坡、地面沉陷等次生灾害频发。剥离出褐煤后,剩下的土壤被堆砌在排土场,进一步占用草场,更形成了地面扬

尘的主要来源。虽然政府要求煤炭企业对排土场进行绿化和复垦,但复垦效果参差不齐,有些企业为了节省复垦草场的用水成本,栽种过后不进行后期维护灌溉,而是选择在草场枯死后第二年再购买草籽重新种植。以大唐国际发电股份有限公司胜利东二号露天煤矿项目为例,该项目于 2005 年开始筹备,2008 年 9 月 14 日煤矿露煤,9 月 28 日首煤外运。项目规划一期生产规模为 1000 万吨/年,2009 年达产;二期生产规模为 3000 万吨/年(届时将成为亚洲最大露天矿),2012 年达产;三期生产规模为 6000 万~7000 万吨/年(届时将成为世界最大露天矿),原计划 2015 年达产。显然在目前的形势下,不可能按照原计划达产,即使核定的 1000 万吨也难以销售。胜利一号、二号矿均位于锡林郭勒盟锡林浩特市东北方向约 10 公里处,矿权面积达 49.63 平方公里,对城市的空气和土地环境质量都产生了巨大的影响。

内蒙古自 2003 年就开始陆续因煤矿开采发生地面塌陷,以呼伦贝尔市陈巴尔虎旗宝日希勒煤矿天坑为例,整治达 10 年之久,累计投入资金 9820 万元,完成治理面积 19.95 平方公里,目前治理区植被覆盖率达到 90%以上,虽然已达恢复要求,但显然与原来的草原质量仍有距离(图 2-4)。虽然政府投入了大量的时间和资金进行整治和修复,但显然是一种治标不治本的办法。因为许多情况下草原上类似这样的破坏多数常年得不到解决。2013 年内蒙古自治区东部煤炭产能约 3 亿吨,按照 50%的回采率估算,大约因煤炭开采破坏 50~60 平方公里的草原。如果按照内蒙古自治区 10 亿吨煤炭产量估算,每年内蒙古自治区受破坏的草原面积约为 100 平方公里。恢复草原的任务越来越艰巨。




图 2-4　宝日希勒煤矿开采与复垦示意图

2.6　电力的体制性矛盾突出

由于政府对电力行业的行政干预过多,煤炭价格放开后,电价仍牢牢把握在政府手中,煤电价格联动则必须由政府来协调,电网建设也必须依靠政府来组织,每年的电量计划也由政府来分配,有些地方政府甚至规定电厂煤炭的储藏量,这些约束都极大地限制电力企业的主动性及有效竞争,严重阻碍电力市场化进程。

从“厂网分开”体制改革要求电网资产实施重组开始,中央希望体制上打破“省为实体”

的组织形式,促进跨省联网,在更大范围内实现电力资源的优化配置。根据国家规划,除西藏外,原海南、广东、内蒙古等由地方管理的电网资产,要全部进入国家电网公司组建的区域电网公司或南方电网公司。但事实上,除内蒙古电网资产以外,其他省级地方电网都已纳入区域电网的规划中,图 2-5 为蒙西电网规划示意图,从图中可见,规划输电明显受到国网限制。

值得一提的是,2003 年 11 月,华北电网有限公司在京揭牌,使我国形成华北、东北、华东、华中、西北、南方等 6 大区域电网公司。在华北区域电网公司成立伊始曾邀请当时内蒙古政府有关领导参加,希望进一步研究制定华北电网公司与内蒙古地方电网资产的重组方案,但当时内蒙古考虑省内电网的价格优势有助于促进地方产业发展,一直未能与华北电网达成一致。受迫于电力外送压力逐步增强,2009 年 6 月内蒙古自治区政府将蒙东电网整体划转国家电网统一运营,蒙东电网立即实现与东北电网联网,解决了大容量机组并网问题。然而蒙西电网仍然受制于体制约束,未能加入华北电网统一规划,外送通道建设"卡脖子"现象依旧严峻。

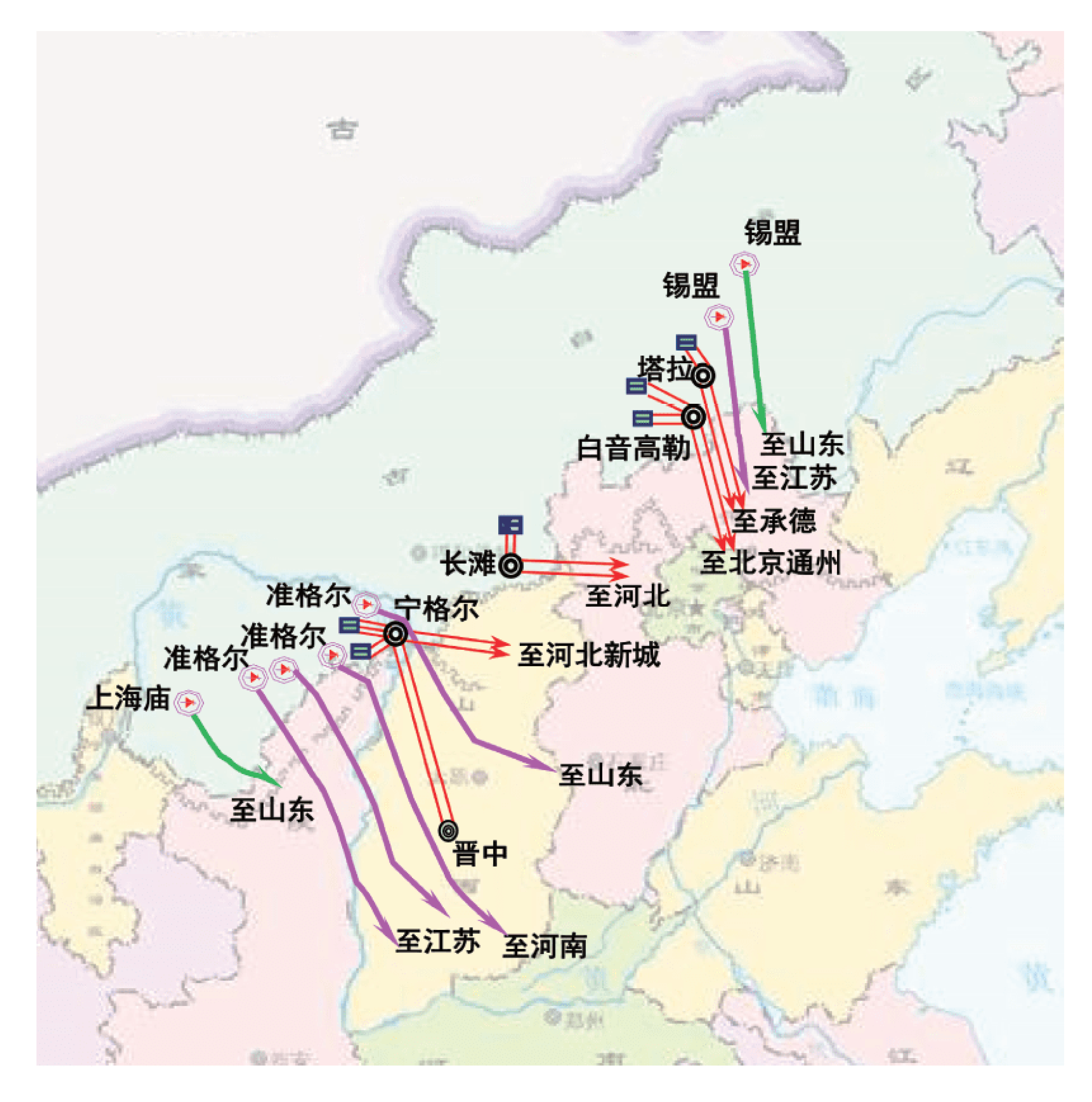


图 2-5 蒙西电网规划图

2.7 部分能源产业技术依然落后

我国能源工业大而不强,与发达国家相比,在技术创新能力方面仍存在较大差距。《国家能源科技"十二五"规划(2011—2015 年)》分析了能源科技发展形势,以加快转变能源发

展方式为主线，以增强自主创新能力为着力点，规划了 4 个重点技术领域：勘探与开采技术、加工与转化技术、发电与输配电技术和新能源技术。

内蒙古的能源技术与过去相比虽然已经取得很大进步，但与国内整体水平相比，还有一定的差距。许多大型煤矿综合采掘装备、煤炭液化技术核心装备需要引进，目前尚不能自主设计制造，可再生能源、清洁能源、替代能源等技术的开发相对滞后，节能降耗、污染治理等技术的应用也还不广泛，而这一切归根到底都是由于创新乏力，因此，技术创新是内蒙古能源企业当前所面临的一大挑战。这一挑战也促使产业结构必须要调整和转型，以适应当前不同产业部门由于技术水平不同所导致的生产率的差异。对于内蒙古而言，能源科技在以下几个方面仍有待提高。一是在火电方面，超超临界机组向更高参数（35MPa，700℃）方向发展；燃气轮机向更高温度（1500℃）方向发展等。在环保和减排方面，除尘、脱硫、脱硝和 CO_2 捕集技术向多元化、集成化方向发展。二是在输配电方面，通过采用新技术对已有电网进行完善和技术升级并利用先进的新型输电和智能化技术，提高能源利用效率和电网安全稳定水平。三是在传统化石能源加工与转化方面，煤气化技术朝着大型化、高适应性、低污染、易净化方向发展。四是在新能源和可再生能源利用方面，风电机组朝着大型化、高效率的方向发展。已运行的风电机组单机最大容量达到 7MW，正在研制 10MW 以上风电机组。太阳能利用向采集、存储、利用的一体化方向发展。

2.8 碳排放难以遏制

内蒙古的经济发展过度依赖煤炭资源，大部分盟市产业结构中 30％～40％为煤炭开采，如果包含加工、转化和发电，则比重过半，GDP 对煤炭资源具有很强的依赖性。尽管近几年各盟市政府已尽全力吸引各类煤炭就地转化和消纳的项目落户，但产业链仍然停留在较低的层次。绝大部分生产技术的科技含量远未达到行业领先水平，而这些产业又消耗了一定比例的煤炭。从国家和内蒙古政府对其自身的定位来判断，电力输出、煤炭输出、煤化工产品输出将是内蒙古未来经济发展的主要支柱产业，所以可以说内蒙古在相当长一段时间内会伴随着巨大的碳排放压力。由于产业构成决定的煤炭消耗量十分巨大，所以靠技术升级带来的减排虽然是控制碳排放量的重要手段之一，但对内蒙古碳排放总量的影响空间很有限，因此，碳捕集与封存技术的应用对内蒙古长期的发展战略就有着举足轻重的意义了。然而煤炭开采、发电和煤化工带来的碳排放方式也不尽相同：煤炭开采的碳排放主要来自于煤层气，以 CO 的形式排放进入大气，由于内蒙古煤田的煤层气多为面积大、厚度薄的浅层煤层瓦斯，捕集和利用的成本较高，企业多选择直接排放进入大气；发电行业的碳排放来源于煤炭燃烧，主要以 CO_2 的形式排放，煤电转化率更高的超临界、超超临界机组推广进度缓慢，目前的低位煤价应该是淘汰落后机组的良好时机；而煤化工的碳排放来自于生产线的全过程，从煤炭到各种化工产品的过程都伴随着巨大的碳损耗，煤制油、煤制气转化率较高的也只能达到 45％上下，更不用说计算在全生命周期碳排放中的那些用于支持机组运转的电、开采原料煤和动力煤排放的碳了。因此，内蒙古政府在战略层面对于控制地区碳排放仍有许多方面需要加以重视。

2.9 煤化工发展具有一定的盲目性

内蒙古由于其优越的煤炭资源条件，在2005年进入蓬勃发展的黄金时期。政府受困于煤炭外运通道受阻和招商引资拉动当地GDP的压力，将煤化工项目作为提高煤炭就地转化率、拉动经济发展的突破口，以配套煤炭资源、水资源、低环境成本为条件，吸引了一大批煤化工项目竞相投资。在国家发改委和国家能源局对煤化工项目的态度还不甚明朗的时候，地方政府和企业一拍即合，纷纷合作报批，在拿到国家发改委的路条之后就开始快马加鞭圈地建厂。事实上，国家发改委对煤化工产业发展的态度是有迹可循的，就是由个别企业先示范，待项目从设计到营运取得一个完整的商业周期后，再视情况决定发展规模。应该说，这些原则如果得到贯彻执行，我国现代煤化工一定会得到健康发展。但令人遗憾的是，在GDP崇拜的年代，这些原则根本无法抑制地方政府和各类企业对现代煤化工的投资冲动，几个煤炭大省争先恐后，将原本处于技术和产业发展初期的煤化工捧成了炙手可热的香饽饽；加之有关部门把关不严，开闸放水，导致“示范先行”沦为一纸空文，示范项目还没有一个满意的结果，大家就一哄而上，大唐失败的案例可以总结出很多教训，但也许为时已晚。

另外，从煤化工产业发展的角度看我国现代煤化工示范的情况，虽然国家鼓励的五大类煤化工示范项目各个工艺技术路线均已打通，但离技术成熟还有相当一段距离。煤化工项目作为庞大复杂的系统工程，目前尚处于优化阶段，项目整体的成熟度不够，各个环节远未到“标配”的程度。尤其是气化技术的不成熟，导致已建成的一些项目系统不够稳定，难以实现长周期满负荷连续稳定运行，严重影响到项目的经济性。而且随着技术的不断优化进步，煤耗、水耗、排放量、转化率等指标都在逐步向好发展，5年前上的项目在当时也许是最尖端的科技，在现在看来却属于落后产能，影响企业经济性的同时，对资源也是一种巨大浪费。

2.10 环境污染问题突出

根据内蒙古自治区环境状况公报相关年份数据，依照年度空气质量综合评价指标，包头和乌海为三级轻污染，其余盟市均为二级良好；主要水系如黄河、西辽河、松花江、嫩江、额尔古纳河的干流水质基本为轻度污染，支流则以重度污染为主，五个自然湖泊均为劣Ⅴ类水质；土壤环境质量监测点达标率96.8%，6个点位存在重金属单项或多项超标情况，均为轻微污染；污染物减排总量达标，大气污染物减排有重大突破。

然而事实是否真的如数据统计的这样成效显著，还有待商榷。在内蒙古阿拉善左旗与宁夏中卫市接壤处的腾格里沙漠腹地，分布着诸多第三纪残留湖，这里地下水资源丰富，地表有诸多国家级重点保护植物，是当地牧民的主要集居地。与黄河的直线距离也仅有8公里。2014年9月，腾格里沙漠由于遭到污染成为媒体争相报道的主角(见图2-6)，10月，得到习近平总书记亲自批示后，内蒙古环保厅责成阿拉善盟政府迅速采取措施，务必在入冬前将污染处理完。近年来，内蒙古和宁夏分别在腾格里沙漠腹地建起了内蒙古腾格里工业园和宁夏中卫工业园区，引入了大量的化工企业。这些厂家在沙漠腹地建造了许多巨大的蒸发池，未经处理的废水排入后，经过自然蒸发，沉淀成高盐黏稠的沉淀物，用铲车铲出，按照固体废物的标准直接埋在沙漠里。这样的处理方式在内蒙古，尤其是西部的工业园区并不

罕见。煤化工项目的许多工艺过程产生的含酚胺高盐废水都没有有效的处理方式，或者因为处理的成本过大而不被企业所选择，包括神华在内的许多企业都选择以这种方式处理废水。蒸发池据称也是经过防渗漏处理的，不会对地下水源造成污染和破坏，但事实却以触目惊心的方式展现在人们眼前。内蒙古自治区政府用来吸引企业所谓“环境容量大”这一条件，不应以牺牲经济价值更低的，如沙漠这样的生态环境系统为代价。



图 2-6　腾格里沙漠中心的蒸发池和排污管

3　供应形势

3.1　我国能源供应总体处于宽松状态

第一，尽管我国煤炭资源丰富，但煤炭资源开发受区域分布不均，煤炭资源与水资源呈逆向分布，区域生态环境脆弱等因素制约，煤炭开发规模必须适当控制。中国工程院研究成果表明，在水资源约束条件下，我国煤炭产能应控制在 38.5 亿吨以内，其中晋陕蒙宁地区由于水资源短缺更为严重，煤炭产能应控制在 24 亿吨左右；从生态环境约束看，晋陕蒙宁地区生态环境脆弱，煤炭产能应为 21 亿～22 亿吨为宜，而我国煤炭全部产能在生态环境制约下为 39.2 亿吨；从地质条件约束看，根据煤炭赋存条件、机械化开采程度以及安全生产条件，我国煤炭产能应为 35 亿～38 亿吨之间。综合煤炭储量、安全生产、水资源约束、生态环境等条件，我国煤炭工业可持续发展的产能以不超过 38 亿吨为宜。正因为如此，我国“煤炭工业发展‘十二五’规划”指出到 2015 年煤炭产量控制在 39 亿吨左右。

第二，我国石油产量已经进入高峰期，2014 年我国原油产量 2.11 亿吨，同比增长 0.07%，增长幅度已非常有限，总体以稳产为主。我国石油资源总体丰富，探明地质储量达到 257.98 亿吨，可开采资源量达 212.03 亿吨。然而资源丰度和品位总体偏差，开发难度较大，依据中国工程院研究，未来我国原油年产量有望在较长时间周期内保持 1.8 亿～2.0 亿吨的水平，2020 年在 2.0 亿吨左右，到 2030 年为 1.9 亿吨左右。

第三,2000 年开始我国天然气行业迅猛发展,年均生产量增长 10%以上,成为增长最快的化石能源。根据最新一轮油气资源评价,我国常规天然气可采资源量 32 万亿立方米,煤层气可采资源量 10.8 万亿立方米,页岩气可采资源量 25 万亿立方米,我国天然气开发还处于“青年时期”,远没有达到高峰期,长期看还有很大潜力,到 2020 年实现 2000 亿立方米的常规天然气产量,煤层气也可达到 250 亿～300 亿立方米产量。页岩气开采方面,通过与美国能源合作,中国目前已经基本自主掌握页岩气开发技术。2014 年 3 月,中国页岩气首次实现商业化开采,并且有望在 2015 年实现 65 亿立方米的产量,完成“十二五”规划目标。随着中国天然气管网项目陆续建成,中国天然气进口能力大幅增加,到 2015 年预计天然气进口可达 900 亿立方米以上。同时,中俄天然气合作将大大强化我国天然气供应能力,到 2020 年我国可形成 1500 亿立方米天然气进口能力。

第四,我国水力资源丰富,技术可开发装机容量达到 5.4 亿千瓦,但水力资源分布并不均衡,西南地区(四川、重庆、云南、贵州、西藏)技术可开发量占全国的 67%。水电一直以来都是我国绿色能源和可再生能源的支柱,未来水电仍将是我国重要的可再生能源。但水电开发面临越来越多的挑战,我国水电开发战略为“在做好生态环境保护和移民安置的前提下,积极发展水电”,到 2015 年实现水电装机 2.9 亿千瓦,2020 年实现 3.5 亿千瓦。今后水电开发工作的重点是,妥善解决库区移民安置和经济补偿问题、完善水电工程生态环境影响评估、确保水电项目有序开发、坚持重大流域阶梯开发。未来我国水电开发将围绕大型水电基地展开,加大对金沙江、雅砻江、大渡河、澜沧江和怒江这 5 大西南水电基地的开发。

第五,可再生能源已经成为全球能源投资的热点领域和应对气候变化的重大战略措施。2013 年全球新增风电装机 3500 万千瓦,累计装机达到 3.2 亿千瓦,多家机构预计未来全球风电年均新增量为 4000 万千瓦左右。我国自“十一五”起,风电开始规模化发展,2009 年我国成为新增风电装机容量最大的国家,2011 年累计并网风电装机超过了美国,位居全球第一,风电由快速发展期进入了稳步发展阶段。截至 2014 年,风电累计装机 9581 万千瓦,风力发电量占比也从 2008 年的 0.38%增长到 2014 年底的 2.5%,连续两年超过核电成为第三大电源。到 2020 年努力实现风电装机 2 亿千瓦的目标,并实现风电价格与煤电上网价格相当,风电竞争力大大增强。随着风电快速发展,风电并网运行和弃风问题也愈演愈烈,2013 年全国限制风电出力的弃风电量约 160 亿千瓦时,占 2013 年实际风电全部发电量的 11%,限制风电出力最严重的地区仍主要集中在风能资源富集的“三北”地区,其中蒙东、蒙西、甘肃、吉林和河北五个区域限电量占全国限电量的 85%以上。未来,我国风电发展将更加注重风电消纳问题,从建设大基地转变为集中开发与分散并重发展。我国太阳能光伏市场以大型电站为主,占总装机容量的 53%,市场主要集中在青海、宁夏、甘肃等西部太阳能资源丰富的地区。2014 年,累计光伏电站安装量最多的前 5 个省份是甘肃、青海、新疆、宁夏和江苏,内蒙古累计装机容量 55 万千瓦,全国排名第六。

第六,核电对于保障能源安全、保护环境、减少二氧化碳排放、科技创新等方面都有重要意义,尽管受日本核泄漏事故影响,全球核电发展暂缓,但世界主要国家仍然表示支持核电发展,美国、俄罗斯、法国、英国包括日本在内都对核电发展抱有信心,并纷纷表示建设新核电项目。截至 2014 年底,我国核电装机量 1988 万千瓦,发电量 1325.4 亿千瓦时。到 2020 年,核电运行装机容量达到 5800 万千瓦、在建达 3000 万千瓦。从当前国际国内铀资源、核电技术水平、核电站厂址等多方面条件看,到 2030 年核电装机有望达到 1 亿千瓦。

3.2 中西部主要省份与内蒙古形成强竞争关系

从煤炭生产布局看，煤炭生产中心继续向西部转移。晋陕蒙宁成为我国当前煤炭生产增长最快的地区，全国煤炭生产的前三位大省均来自该地区。晋陕蒙宁地区煤炭产量占比由2005年的不足50%，提高至2014年超过60%，而同期中南地区煤炭产量占比则由12.1%下降至6.4%，华东地区占比由13.5%下降至9.8%。未来西部煤炭产区产量仍将稳步上升，占比也将继续加大；中部地区由于煤炭开采难度不断加大、现有煤矿开发相继进入后期，煤炭产量基本能够维持稳定，2020年之后开始明显下降；东部地区煤炭开发条件更加恶劣，由于煤炭开发安全性要求以及开发成本不断增长，产量呈下降趋势，占比也将不断下降。当前，国家总共划分了5个综合能源基地，内蒙古就占据了2个，内蒙古这两个综合性能源基地主要包括的是煤炭和可再生能源(见图3-1)。

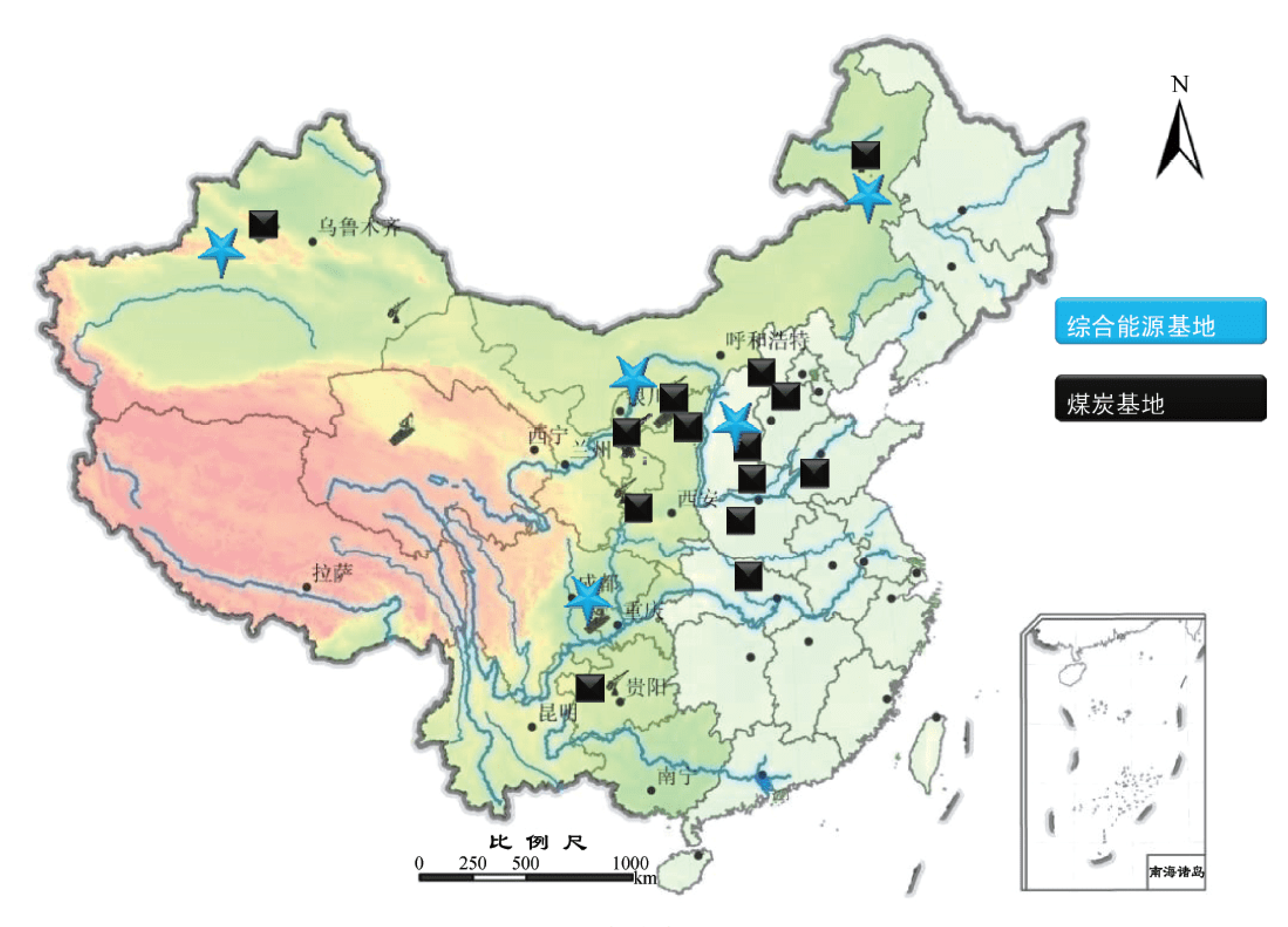


图3-1 国家综合性能源基地

山西为中国传统煤炭生产大省，煤炭开发历史悠久，煤炭种类相比内蒙古和陕西也更加齐全，其中炼焦煤更是其他两省份无法比拟。然而，山西由于开采时间较早，生态保护工作并不完善，给山西带来较为严重的生态环境后果，植被破坏、水土流失、地面塌陷等问题相比于内蒙古和陕西更为严重，且山西煤矿普遍深度远超其他两省份，其开采成本也相对较高，只是存在交通便利优势，在煤炭市场中仍占有很大份额。但未来，随着煤炭需求放缓和经济转型升级，铁路外运紧张形势大幅缓解，且新增运力也将不断释放，山西的地缘优势也将不断削弱。从煤炭生产的角度看，未来山西增产能力不强，其产量也将维持当前9亿吨左右的水平。

陕西与内蒙古一样,属于后发型煤炭大省,2007年陕西煤炭产量只有2亿吨,2012年就达到4亿吨,增长速度非常快。相比于内蒙古而言,陕西煤炭普遍热值较高,因而市场销售情况较好,但陕西煤炭资源集中分布于北部,与内蒙古中部鄂尔多斯市毗邻,区位优势不明显,且该地区水资源更加匮乏,水土流失形势更加严峻。但相比而言,陕西煤炭生产未来还有相当大的潜力,特别是2017年"蒙华铁路"建成之后,内蒙古和陕西的煤炭外运条件将大幅改善,陕西煤炭增长潜力也将大量释放,届时陕西将成为内蒙古在煤炭市场方面最大的竞争者。从当前陕西的供应情况看,陕西煤炭生产能力还将有0.5亿~1亿吨的潜力。

对于晋陕蒙宁四省区,由于其地理位置相邻,其煤炭赋存条件相似,资源环境状况也相近,且该四省区均为能源输出大省,区域能源竞争非常激烈。但目前看,从资源可采储量、产量以及市场距离综合考虑,内蒙古自治区具有明显的优势和潜力(见图3-2)。

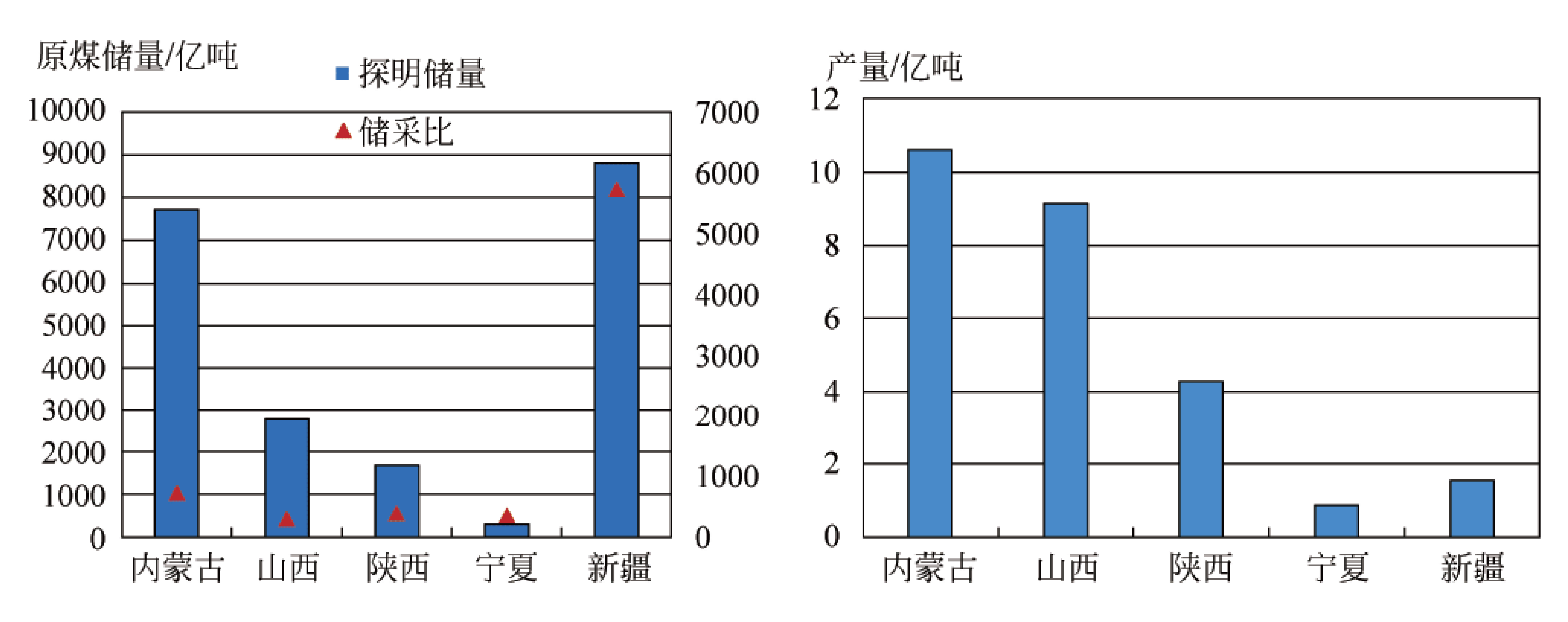


图3-2　内蒙古自治区煤炭资源与产量的竞争力

从煤炭质量和市场形势看,目前陕西和内蒙古西部的煤炭竞争力总体上较强(见表3-1)。从未来不景气的煤炭市场趋势看,显然劣质煤的市场空间将越来越小,即褐煤将失去竞争力,产能扩大将受到很大限制。在有水资源条件、生态与环境污染问题可以得到保障的地区可以有限建设部分大型坑口电站。所以,未来在国内、国际市场双重冲击下,内蒙古西部的煤炭依然具有一定的竞争优势,但东部地区褐煤的竞争力将越来越小。

表3-1　西部主要省份的煤炭价格竞争性比较

地区	2014年动力煤价格(元/吨)	2014年动力煤热值(千卡/千克)
蒙西	340~360	6000
山西	380~385	5500
陕西榆林	295~305	6000
宁夏	335~340	5500
新疆	265~275	5500

3.3　内蒙古煤炭、风电将处于相对过剩状态

内蒙古煤炭资源富集,12个盟市均赋存煤炭资源,含煤面积约13万平方公里,占全区国土面积(118万平方公里)11%左右。内蒙古累计探获煤炭资源总量3857亿吨,居全国首位。内蒙古地区煤炭资源的开采地质条件优越,其主要表现在:煤层稳定,构造简单,煤层厚

度以特厚、厚和中厚为主，适于建设大型、特大型矿井的一、二、三等资源储量丰富。在2000年至2012年期间，内蒙古煤炭生产量从7247万吨增至2012年的104191万吨，年均增速高达25%，并超过山西成为全国最大的煤炭生产基地。

然而，内蒙古煤炭发展面临着严峻的挑战。首先，全国性产能过剩导致煤炭供大于需。近几年全国经济结构调整效果开始显现，重化工行业如钢铁、水泥、有色金属、平板玻璃等出现严重产能过剩，市场景气程度一落千丈，进而导致全国煤炭、电力等能源需求持续疲软。未来三年，晋陕蒙宁地区仍将有5亿～6亿吨的产能释放，在需求增长放缓甚至负增长背景下，未来煤炭供大于求的矛盾将更加突出。在此情景下，煤炭产业迎来了新一轮周期性调整，结构调整和发展方式转变加快，行业内部竞争更趋激烈，行业上下游融合趋势加快，煤电、煤化一体化企业竞争优势更加明显，部分企业可能将退出市场。

此外，内蒙古煤炭开发环境约束条件日益明显。当前内蒙古的水资源开发利用程度高于全国平均水平(25.4%)，2009年内蒙古接近50%，已远远超过世界干旱地区平均水资源利用(30%)的水平。这样高强度的开发利用水资源，已引起了水资源枯竭和生态恶化等问题，如河流水量锐减、河道断流、内陆湖面积缩小等问题。煤炭工业发展需要消耗大量水资源，未来水资源总量不足将成为内蒙古煤炭工业发展最大的制约因素。

综上所述，从全国看，未来国家煤炭消费有望逐步减少。未来内蒙古将面临山西、陕西、宁夏三省份的激烈竞争，且均为同质化竞争，也就表明任何一个省份都不具备绝对市场竞争优势；从自身看，内蒙古煤炭发展也面临如产能快速增加、生态环境保护压力增大、水资源制约凸显等诸多问题。未来内蒙古煤炭科学产量应为8亿～9亿吨，并在国家煤炭消费达到峰值后，煤炭产量也逐步减少。未来内蒙古煤炭行业发展重点是提高煤炭生产安全性、提高煤炭资源开采效率、提高煤炭行业环境保护要求，通过一系列措施提高内蒙古煤炭行业竞争力。

根据2009年全国风能资源详查的结果，我国70米高度的陆上风能资源潜在开发量为35.6亿千瓦，技术可开发量为25.7亿千瓦，内蒙古全区风能资源潜在开发量为16.3亿千瓦，技术可开发量为14.6亿千瓦，约占全国风能资源的一半以上，技术可开发面积达39.5万平方公里。根据我国风能资源区域划分情况，内蒙古自治区蒙西地区为Ⅰ类风能资源区，风电年理论利用小时数在2500以上，执行0.51元/kWh电价，蒙东地区为Ⅱ类风能资源区，风电年理论利用小时数在2300～2500，执行0.54元/kWh的电价政策。截至2013年底，全区风电并网容量1849万千瓦，占总装机容量的26.4%(不含点对网)。其中并入蒙西电网容量1079万千瓦，并入蒙东电网容量748万千瓦，西北电网3个风电场，装机容量22万千瓦。全区风电发电量达368亿千瓦时，占全国风电发电量的26%，居全国第一位；风电发电量占全区发电量10%，占全区全社会用电量16.9%。然而，目前仍然有在建项目，如果外送通道不能很好解决，那么风电过剩已经是必然的结果，而且由于产能相对消纳能力而言，过剩将是长期的。

4 需求展望

内蒙古自治区是我国重要的能源生产与输出大省区，满足我国其他省份，尤其是华北、华东、东北等地区日益增长的能源需求。同时，近年来内蒙古经济持续快速发展，居民生活

水平不断提高,社会面貌焕然一新,消费模式逐步升级;工业发展迅速,重化工特征明显,内蒙古自治区自身能源需求也在不断增加。由于能源外送和自治区自身需求取决于国家需求和内蒙古自治区自身经济驱动和增长模式,故内蒙古自治区能源需求首先要分析国家能源需求特征,在此基础上分析“十三五”及中长期内蒙古区内能源需求和区外能源需求,以便更科学高效地安排本地能源生产和布局,从而更好地保障国家的能源供应和能源安全,推进本地区能源生产与消费革命。

4.1 未来我国将向低碳经济发展模式转变

改革开放以来,随着我国经济的持续增长与工业化城镇化的稳步推进,我国的能源消费量一直保持增长,尤其是 2000 年后,能源消费增速快速上升,随后增速虽逐渐下降,但仍保持中速增长。“十三五”时期至 2030 年,我国处于全面深化改革的历史转折期,转型与改革交织融合,社会经济转型将使我国未来的能源需求形势也发生深刻复杂的变化。主要变化有两个,一是我国将履行国际承诺,即“自主减排行动方案”;二是我国将不得不进入大力发展清洁能源、解决环境污染时代,为此,我们设计了两个情景,一个是低碳转型情景,另一个是强低碳转型情景。其中,低碳转型情景是指我们将完成基本的自主碳减排承诺;另一个是我国将在完成自主减排承诺的基础上,实施更加强有力的政策措施,超额完成这一低碳转型任务,尽最大可能解决环境污染问题。

第一,受国际经济形势与国内结构调整作用,我国经济在经历了 30 余年的高速增长后,进入减速换挡期,2012 年开始 GDP 增长率有所下降,2013 年实际 GDP 增长率降为 7.7%,预计 2015 年调整为 7%。这使得能源消费增长速度有所趋缓,甚至出现煤炭负增长。中长期看,我国经济已经进入新的发展阶段,从新的阶段性特征出发,经济要适应“新常态”,将呈现高效率、低成本、可持续的低碳转型发展模式。两个情景在“十三五”时期我国 GDP 年均增速在 6.5%左右;2030 年增速在 4.5%左右;2040 年增速在 3.5%左右;2050 年增速在 2.5%左右。经济增速逐渐下滑将是中长期趋势。然而,由于基数很大,未来我国经济规模的持续增长仍然会对能源需求形成较为强劲的支撑(见图 4-1)。

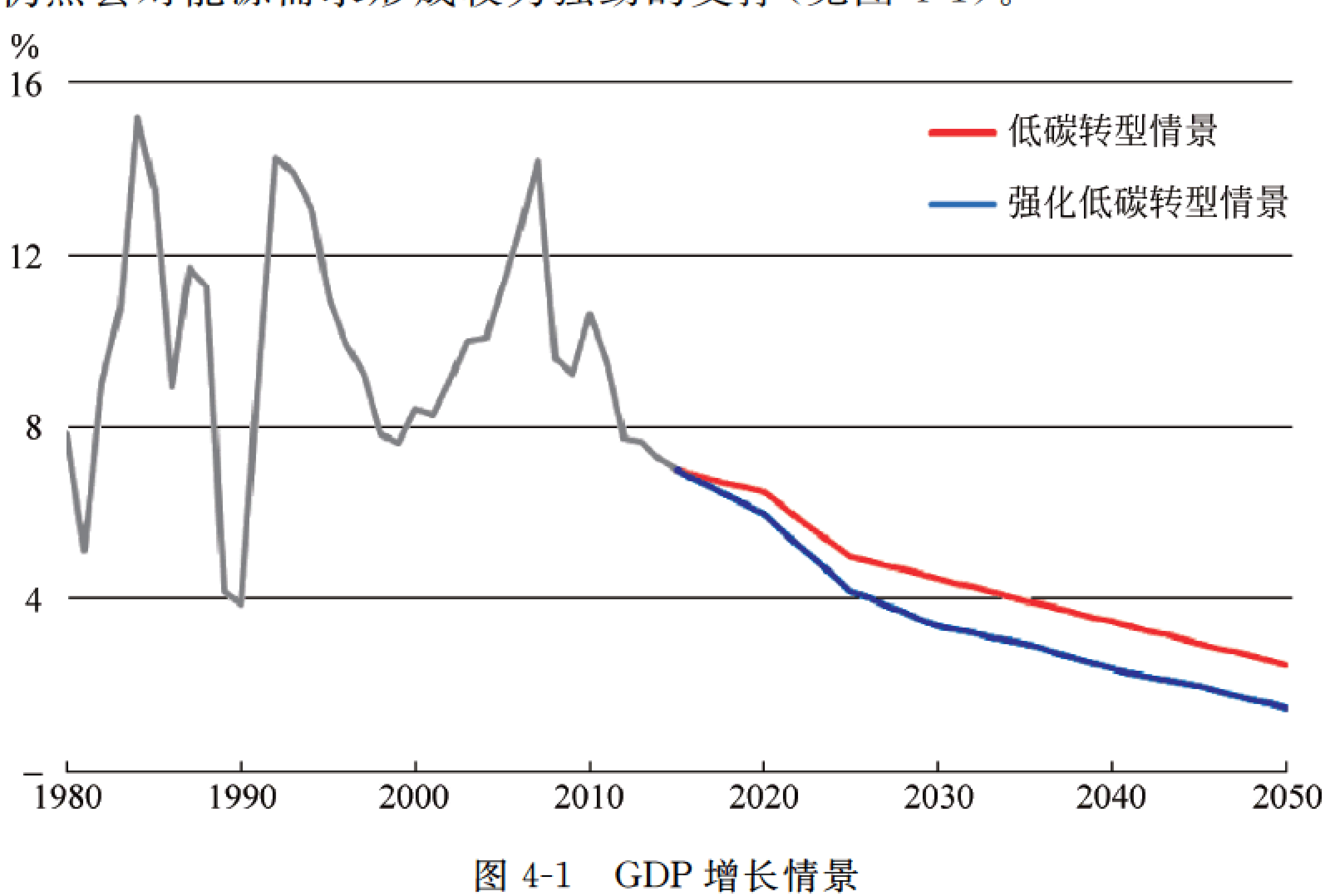


图 4-1 GDP 增长情景

第二，人口缓慢增长，人均能源消费量逐年升高。人口规模是影响社会经济活动水平与能源需求的基础性因素。中长期看，在生育观念变化、人口老龄化、计划生育政策调整等政策综合影响下，我国人口数仍将继续增长，但增速将继续趋缓。我们预测到 2020 年我国人口数将达到 14.1 亿人左右，2030 年 13.8 亿人左右，2040 年 13.6 亿人左右，2050 年 13.2 亿人左右。另外，我国的城镇化进程将积极稳妥推进。根据世界城镇化发展普遍规律，我国仍处于城镇化率 30%～70%的快速发展区间。未来新型城镇化建设仍将拉动城市基础设施、公共服务设施和住宅建设等投资需求，拉动钢铁、建材等高耗能产品的消费，从而拉动对能源的需求。另一方面，城镇化意味着大量人口从农村转移至城镇生活，由于城乡人均生活用能存在差距，未来新增的城镇人口将形成大量的生活用能需求。课题组预测，2020 年我国城镇化率将达 66%，2030 年达 73%，2040 年达 77%，2050 年达 80%(见图 4-2)。

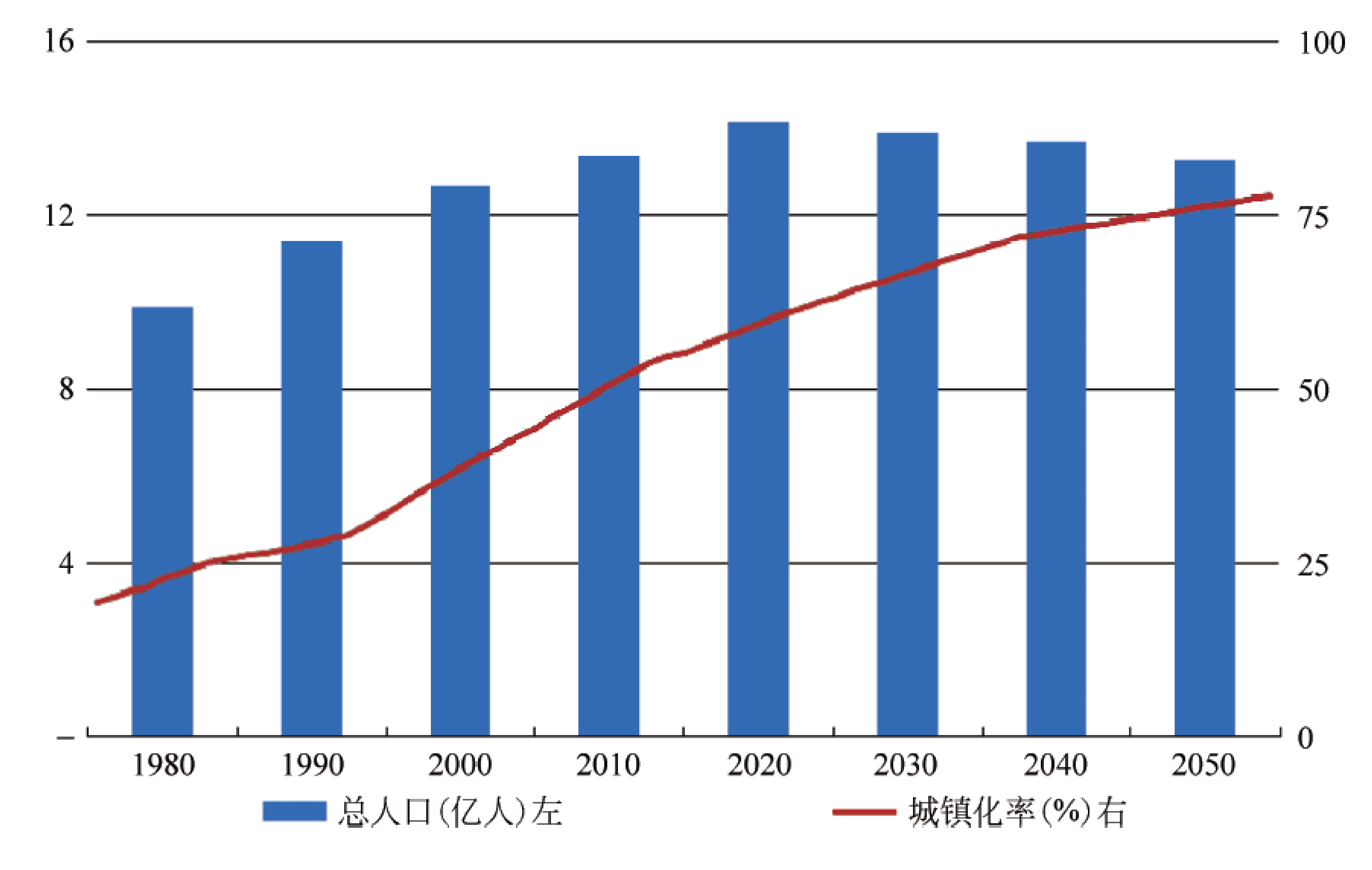


图 4-2　我国的人口与城镇化趋势

第三，虽然我国仍处于工业化阶段，但从制造业大国转向制造业强国已成必然趋势。第三产业在 2030 年前将超过 60%(见图 4-3)。从整个世界工业化过程来看，可以预见，在中长期我国的工业还将持续增长，经济结构调整将在未来稳步推进，高耗能产品将接近消费峰

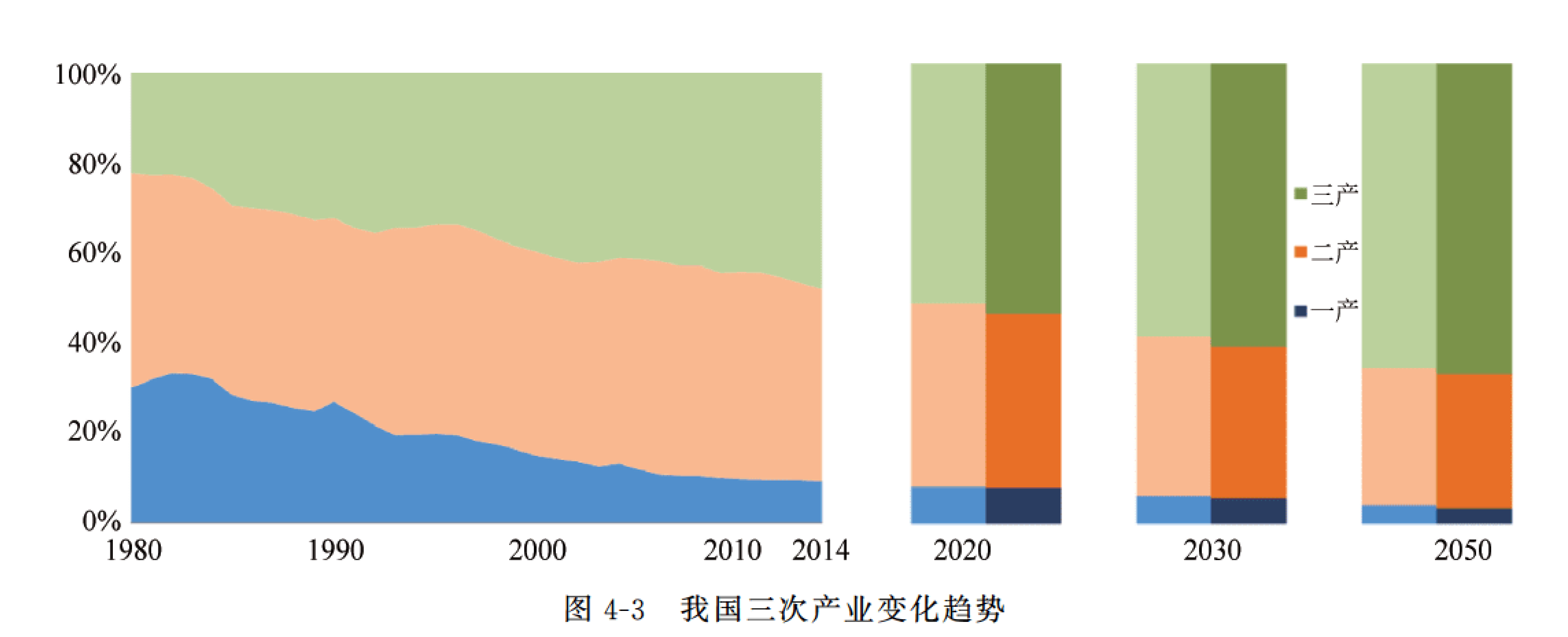


图 4-3　我国三次产业变化趋势

值。水泥在 2018 年至 2020 年将出现消费峰值,此后将在波动中逐步下降;粗钢消费目前已经进入峰值平台区,电解铝将在 2030 年达到峰值;电力生产与需求仍将进一步上升,但是供电煤耗的下降与电源结构的调整会压低发电对化石能源的需求。高耗能产品峰值的出现与未来的下降趋势,将成为我国能源需求峰值及需求量下降的主要原因(见图 4-4)。

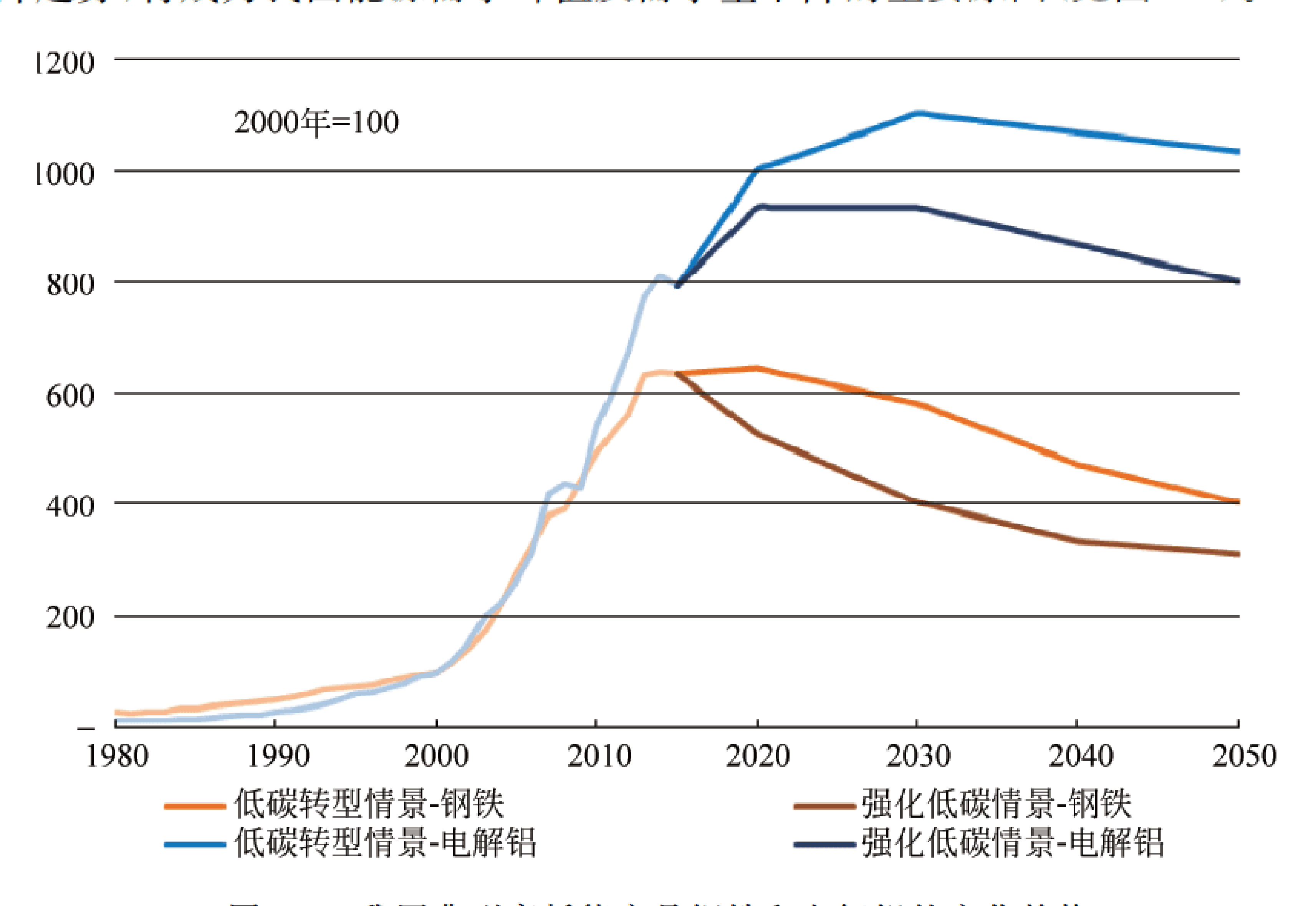


图 4-4　我国典型高耗能产品钢铁和电解铝的变化趋势

第四,我国能源消费面临"总量型"约束与日趋严格的政策压力。政策面越来越重视能源消费引发的生态环境问题。我国提出要加强生态文明建设,划定生态保护红线,推进资源有偿使用和生态补偿方面的制度建设。生态保护红线的划定和相关制度建设的加强会强化水资源、空气质量等方面的生态环境约束,并进一步形成对能源生产与消费的硬约束。相关制度建设也会推高能源行业的资源获取成本和生态环境损害成本,进而提高能源产品的消费价格。生态环境约束的强化和能源生产成本的提升将会对能源消费尤其是化石能源消费的增长形成制约。然而,能源消费总量控制与环保政策具体措施与执行力度也存在一定的不确定性。控制能源消费总量面临着政府与市场、中央政府与地方政府的多重博弈,打破了原有的市场均衡,也面临着行政目标和市场微观主体经济行为选择的不一致性,这就使得能源消费总量控制的推进将不可避免地面对一些困难和障碍。日益严格的环保政策也会对能源消费,尤其是粗放式的能源消费形成遏制,但是环保政策的有效执行仍面临很多方面的挑战。由于低碳转型已经成为我国未来发展的重要模式,我国一方面要兑现向国际社会承诺的"国家自主减排方案",又要完成经济结构转型和解决环境污染问题这两项艰巨任务。在此背景下,我国将迎来一系列能源与碳排放峰值。其中,值得注意的是,在强化低碳转型情景下,我国在 2013 年煤炭消费即已达到峰值,相应地火力发电也将达到峰值(见图 4-5)。

第五,由于未来我国的主要任务是低碳绿色转型发展,所以非化石能源发展必将成为重点。可再生能源、核电将是我国未来发展的重点,其中配合可再生能源和电网安全的储能技术也将大有用武之地。在低碳转型情景中,2020 年非化石能源占比达到 15.3%,到 2030 年达到 20%,分别实现《能源发展战略行动计划(2014—2020 年)》和"中美气候变化联合声明"中中国政府设定的能源发展战略目标,到 2050 年非化石能源占比达到 24%,是 2015 年的

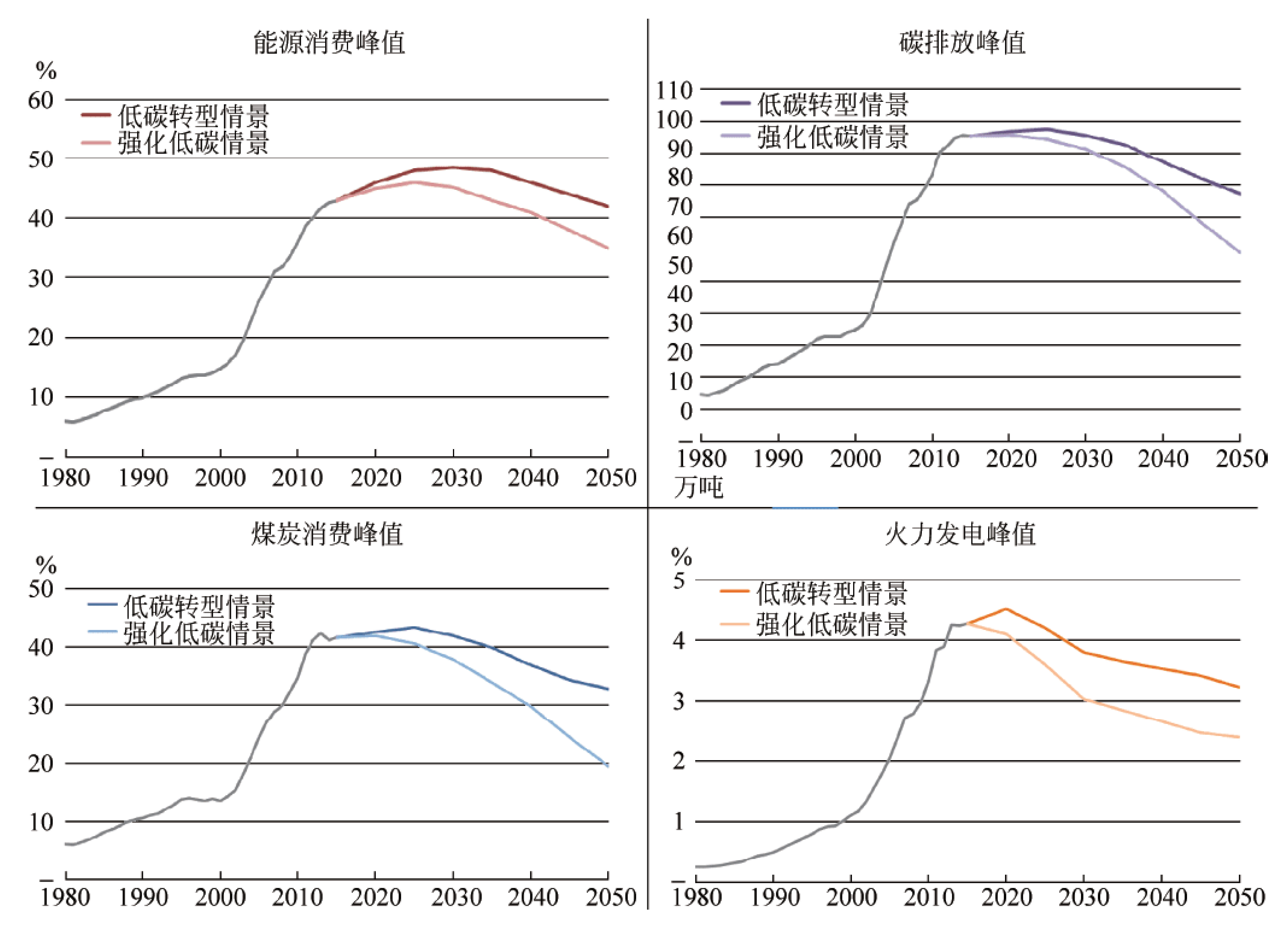


图 4-5　我国能源及碳排放系列峰值及变化趋势

两倍。在强化低碳转型情景中,尽管可再生能源技术得到长足发展,但由于并网和外送技术以及电力体制因素的制约,无法实现大规模开发,因而在 2030 年之前,强化低碳转型中非化石能源占比仅略高于低碳转型情景,2020 年和 2030 年分别为 16%和 22%。2030 年之后,随着技术逐步成熟以及体制不断优化,可再生能源具备了大规模开发的技术和制度条件,2040 年非化石能源占比可达到 28%,2050 年达到 38%,成为中国能源供应体系中的支柱性能源(见图 4-6)。

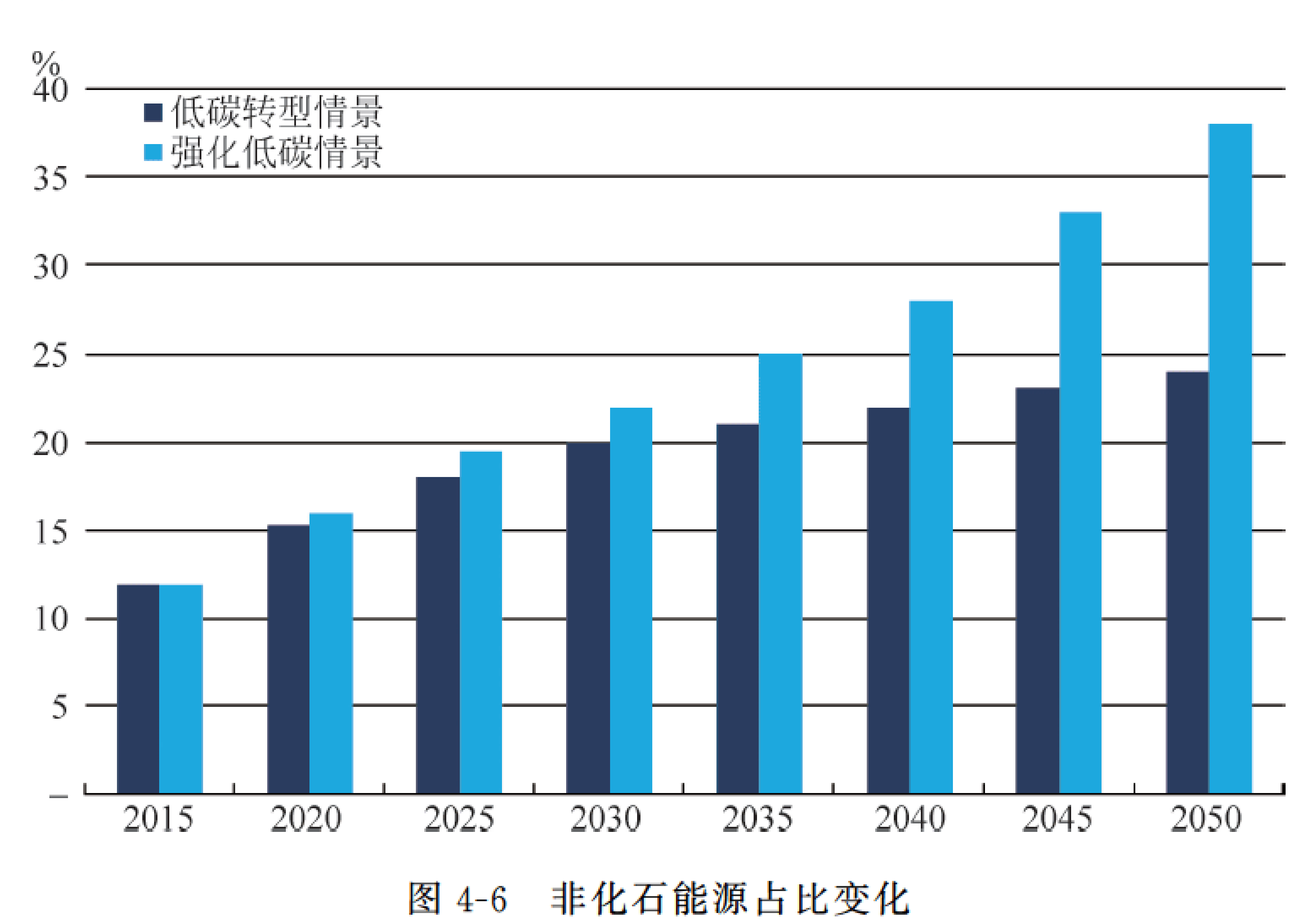


图 4-6　非化石能源占比变化

第六,发电是非化石能源最重要的利用方式,2015 年非化石能源发电占总发电量 25.4%,非化石能源中水电开发因移民和生态等问题明显减速,水电在整个电力结构中占比基本保持在 20%上下。未来可再生能源中风电和太阳能发电成为最具大规模发展潜力的可再生能源。在低碳转型情景中,2020 年非化石发电占比为 30%,风电和太阳能发电占 7.2%,2030 年非化石能源占比有望提高至 44%,而到 2040 年电力中将有一半来自非化石能源发电。而在强化低碳转型中 2020 年非化石发电占比为 33%,仅比低碳转型情景高 3 个百分点。但之后非化石电力将进入快速发展阶段,到 2030 年非化石发电供应全国超过 50%的电力,到 2050 年非化石发电占比将超过 2/3,其中风电占比超过 30%,太阳能发电占比为 11%,非化石能源发电成为中国电力供应的主要方式(见图 4-7)。

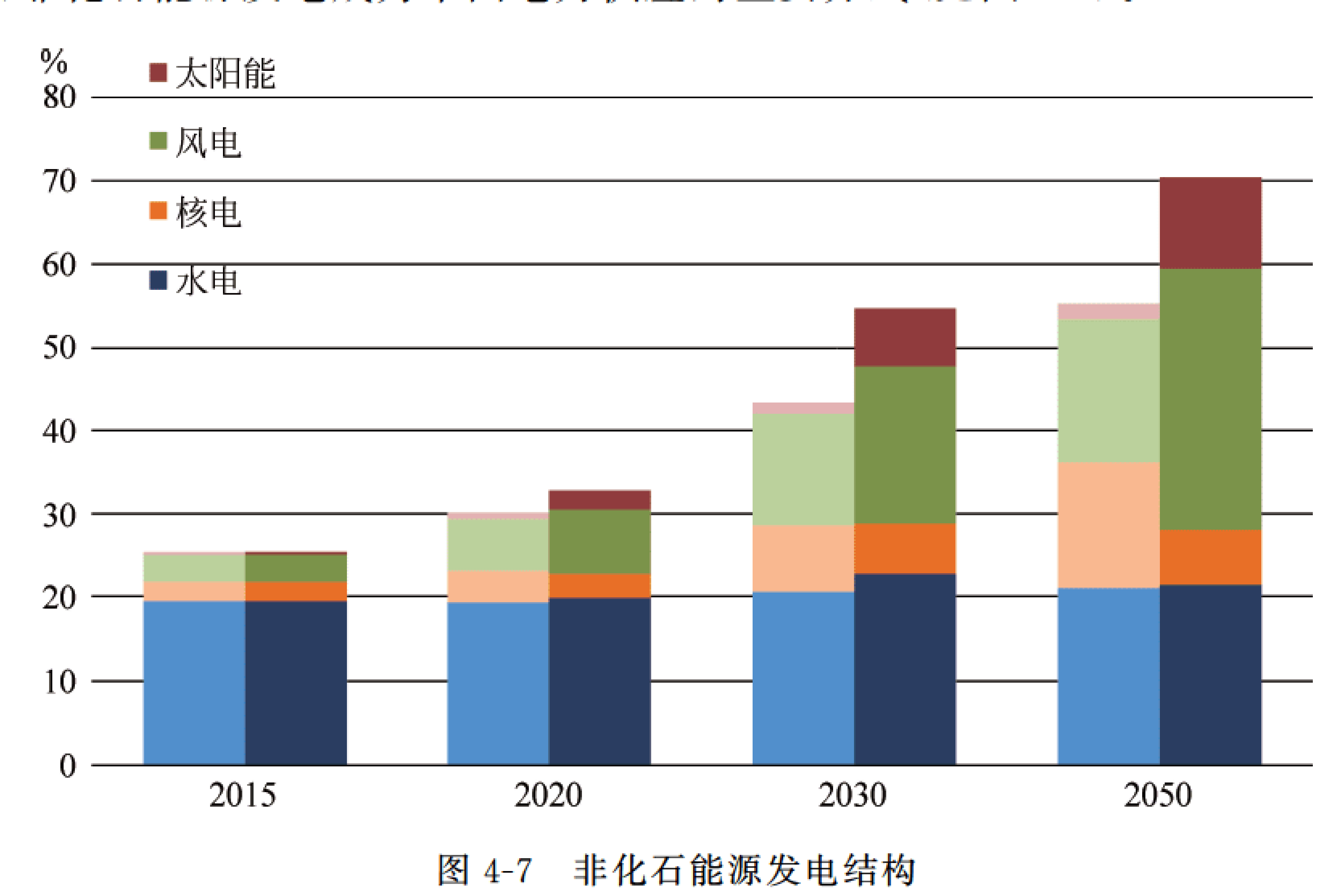


图 4-7　非化石能源发电结构

4.2　市场是未来内蒙古区内外能源需求的决定性因素

据统计,内蒙古区内能源消费经历了 1985 年至 2000 年的中低速增长,而后进入高速增长阶段,近些年增速有所下降,但是已形成较大的能源消费规模,同时能源消费结构呈现明显的“一煤独大”特征。“十三五”时期至 2030 年,国际国内宏观环境正发生着深刻变化,内蒙古经济发展也处于重要转型期,区内能源需求同时面临正向驱动、负向约束与不确定因素,未来能源需求情景取决于这些因素发展趋势的综合作用。但无论这些因素如何影响内蒙古未来的能源走势,基于市场选择是必然的,是决定性的。

第一,内蒙古自治区经济规模仍然有增长空间,但经济将由原来的两位数增长调整为中速常态增长趋势。中长期看,内蒙古投资、消费和出口“三驾马车” 对经济的拉动作用仍具有一定的空间与潜力。从投资上看,内蒙古仍处于工业化、城镇化较快推进的发展阶段,基础设施相对落后,工业基础有待夯实,民生也亟待改善,国家宏观战略政策方面也对内蒙古给予积极的引导与扶持,如西部大开发规划、振兴东北老工业基地战略、大型能源生产基地建设等,未来至 2050 年内蒙古的基础设施、民生、生态环境等领域仍有一定发展空间,内蒙古的“西电东送”“西气东输”“煤化工”等项目以及一些重大技术改造项目和产业升级项目,仍将形成增速较快的投资拉动。从消费上看,随着居民收入的不断增加、城乡居民生活水平

的不断提高和社会保障体系的不断完善，内蒙古居民消费能力将不断释放，消费需求对经济增长将保持适度的拉动作用。出口方面，内蒙古如果能充分发挥口岸资源优势，扩大对俄蒙贸易规模，并进一步优化外贸出口结构，"建成我国向北开放的重要桥头堡和充满活力的沿边经济带"，出口对经济的拉动将进一步增强。但是，国内外宏观经济环境已发生深刻变化，全球经济复苏仍然脆弱，新的经济增长点并不明显；我国经济增速已减速换挡，过去依赖资源能源大量投入、投资建设强劲拉动的粗放型经济增长方式未来将发生改变；内蒙古本身也处在经济转型期。课题组预测，在创新能源经济发展路径下，"十三五"年均 GDP 增速将在 6.2%～7%；到 2030 年，增速将缓慢下降，预计为 4.2%～5.1%；2040 年增速为 2.8%～3.8%，2050 年增速为 1.5%～2.5%(见图 4-8)。

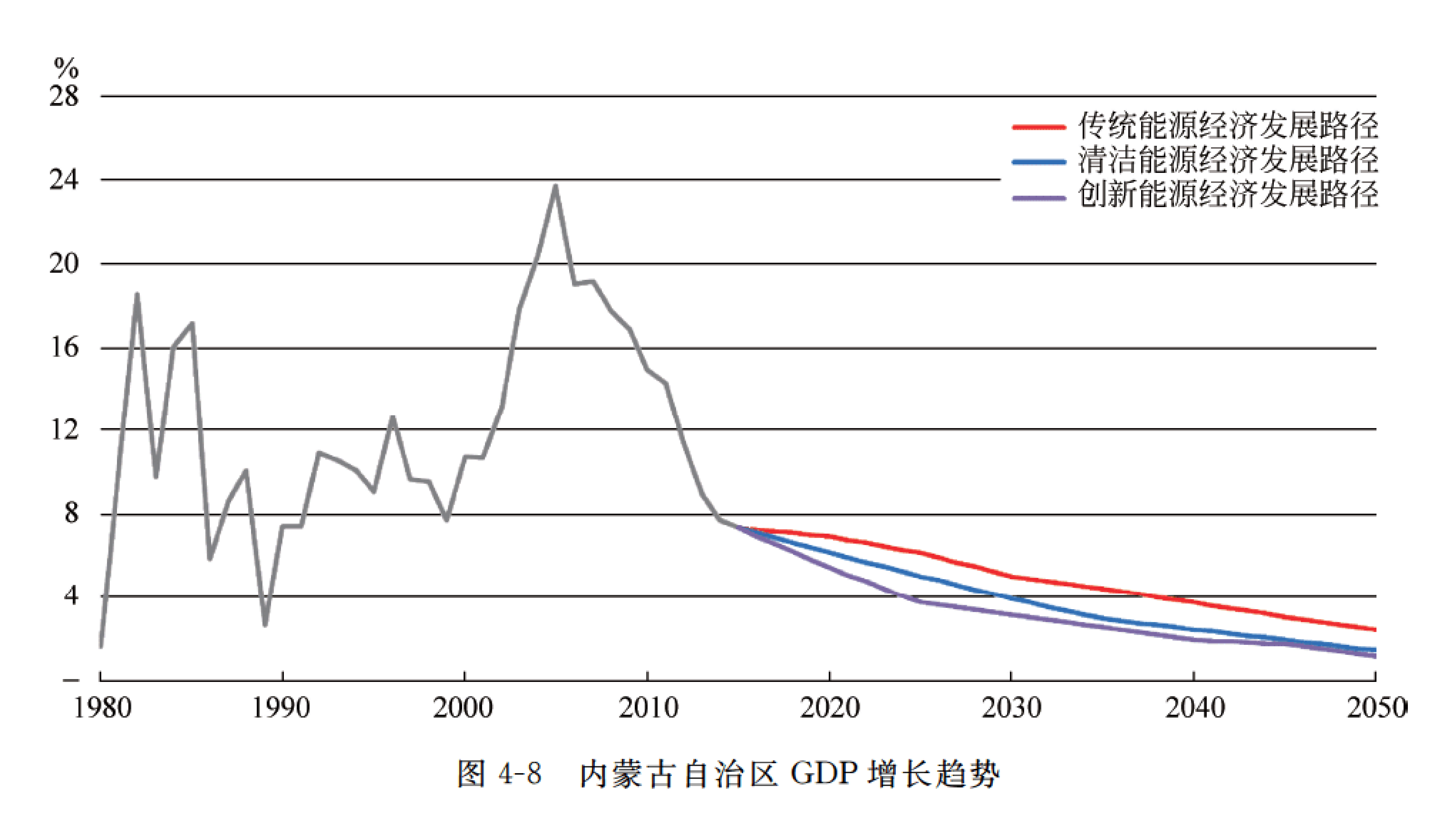


图 4-8　内蒙古自治区 GDP 增长趋势

第二，内蒙古自治区人口增长与人民生活水平的提高仍然是促进用能需求上升的重要因素。内蒙古人口增长较为平稳，课题组预测到 2020 年，内蒙古人口总量预计将在 2492 万人左右；2030 年为 2495 万人左右；2040 年为 2497 万人左右；2050 年为 2494 万人。城镇化进程继续推进，预计到 2020 年城市化率达到 63.5%，2030 年达 70.7%左右；2040 年达 76.8%左右；2050 年达 82.5%左右。内蒙古的人均 GDP 与人均国民收入在全国均处前列，人均能源消费量、人均生活用能量也随着社会经济的发展而稳步提高。未来内蒙古区内人口规模的扩大、城镇人口数量的增加以及生活水平提高带来的人均能耗的提升都将促进区内用能需求的上升，尤其是对优质清洁能源的需求。图 4-9 给出了内蒙古自治区未来人口与城镇化趋势。

第三，内蒙古区内能源消费有相当大的部分来自高耗能行业，未来这些行业的增长趋势与发展规模对区内能源消费量有很大影响。内蒙古的能源消费结构以煤为主，80%以上的能源消费是以消费煤炭的形式。从煤炭的用途来看，内蒙古煤炭消费主要集中在发电、钢铁、建材、化工等行业，尤其是传统电力和煤化工行业。电力仍将形成强劲的用煤需求，区内电力需求量将继续上升。钢铁与建材产业的饱和与下行已经成为全国广泛性的发展趋势，产品产量将达到峰值。煤化工的发展尤其是新型煤化工的发展被认为是区内煤炭需求新的增量因素，近年来区内煤化工的发展也是如火如荼，已建与在建项目均规模庞大，但也存在盲目性，故中长期看，新型煤化工的发展前景仍面临着市场需求、环境容量与政策三重不确定性，其对未来内蒙古煤炭需求存在较大不确定性。

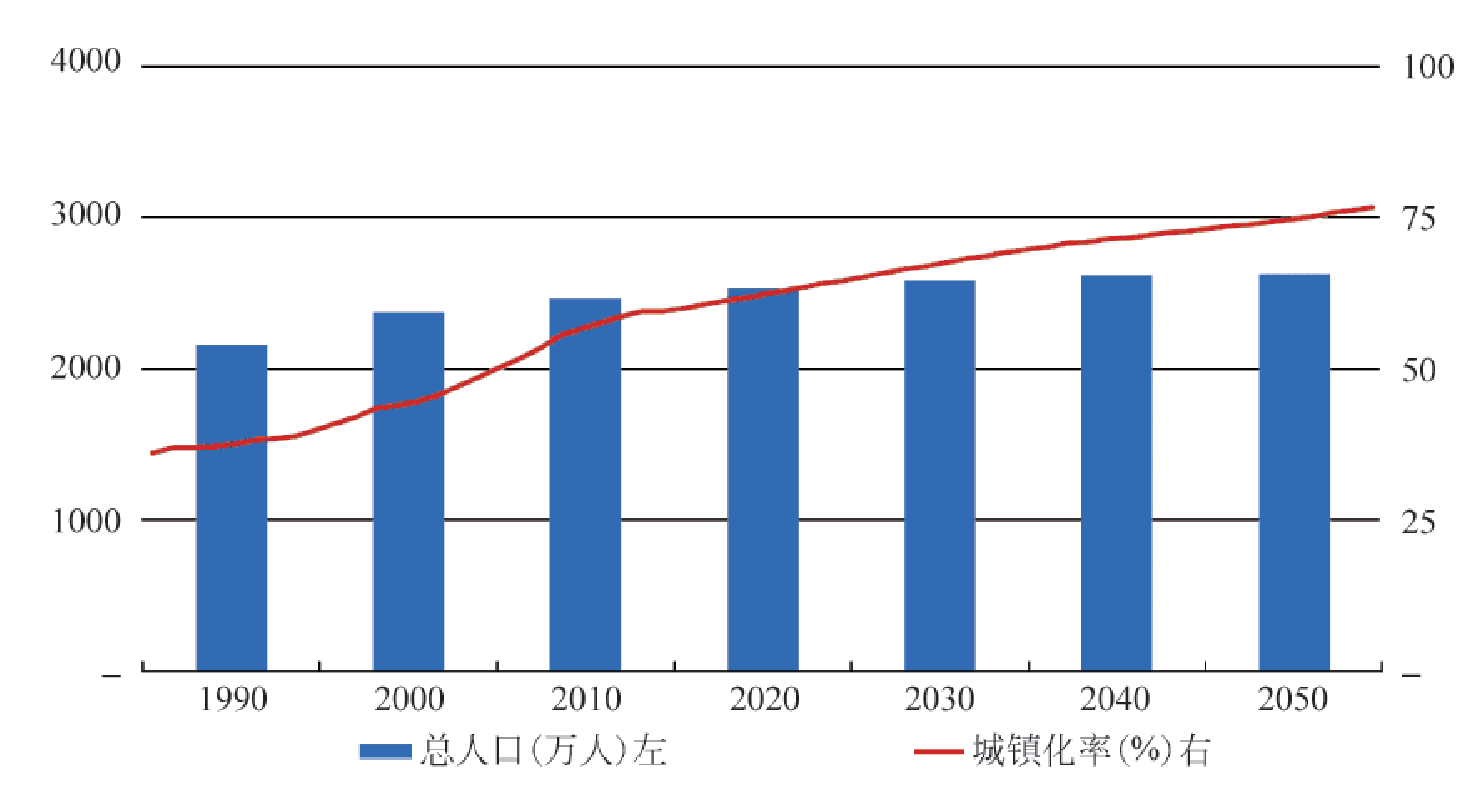


图 4-9 内蒙古自治区人口及城镇化变化趋势

第四,政策面从节能减排、总量控制、污染防治等角度形成能源消费约束。在推进能源生产与消费革命的大背景下,能源消费总量控制、节能减排等与能源消费直接相关的政策未来将逐级推进,其控制目标的向下分解与考核会对区域能源消费形成强约束。区域性的政策,如京津冀及周边地区防治大气污染,一方面对内蒙古的能源生产与消费以及相关的社会经济活动、环境治理活动提出了具体要求与控制目标,另一方面直接影响内蒙古能源外调主要目标市场未来的能源需求,也就影响着内蒙古本地能源工业的发展。中长期,全国、区域、区内的政策环境对能源消费的约束将趋紧。

第五,由于我国中长期经济放缓已经从根本上改变了我国能源消费的长期趋势,而近两年来我国能源需求放缓使内蒙古面临的外部能源需求市场形势彻底改变,从 2003—2011 年之间能源供不应求,到 2011—2014 年的能源供需基本平衡,到现在的能源供应相对过剩。基于以上分析,为研究在未来不确定的条件下内蒙古能源经济的发展路径,我们设计了三种情景,分别为“传统能源经济发展路径”“清洁能源经济发展路径”和“创新能源经济发展路径”,以期为内蒙古能源战略提供决策依据。在“传统能源经济发展路径”中,内蒙古能源发展仍然主要围绕煤炭展开,但受外部市场制约,内蒙古以煤炭为主的发展方式将受到极大制约,未来总量上已经没有增长空间。在“清洁能源经济发展路径”中,内蒙古将发展可再生能源作为能源发展的优先选择,在国家能源政策带动下,大力推动风电和太阳能的发展。

在“创新能源经济发展路径”下,充分考虑内蒙古自治区生态环境的要求和创新发展战略,将适当降低对能源产业的依赖,尤其是考虑到未来外送电力和外送煤炭受到的瓶颈制约,所以,内蒙古自治区区内能源需求和外送合计总量将有所减少。也就是说,内蒙古自治区能源经济发展不仅关注能源供应,也同时注重自身资源环境保护和能源供需平衡以及二氧化碳减排。图 4-10 给出了三种发展路径下的内蒙古自治区区内能源需求及结构。

第六,由于经济结构转型和外部需求不振,加上煤炭产能严重过剩,未来内蒙古自治区煤炭产量相对内蒙古的区内外需求而言将在相当长一段时间里处于过剩,迫切需要企业根据市场形势和市场竞争力而做出选择。煤炭产量达到峰值尽管仍然存在不确定性,但是非常有可能提前到来。我们的清洁能源经济发展路径和创新能源经济发展路径均预示着 2013 年即达到峰值。另一种可能性是未来依托煤炭发展的路径没有根本改变,在“十三五”

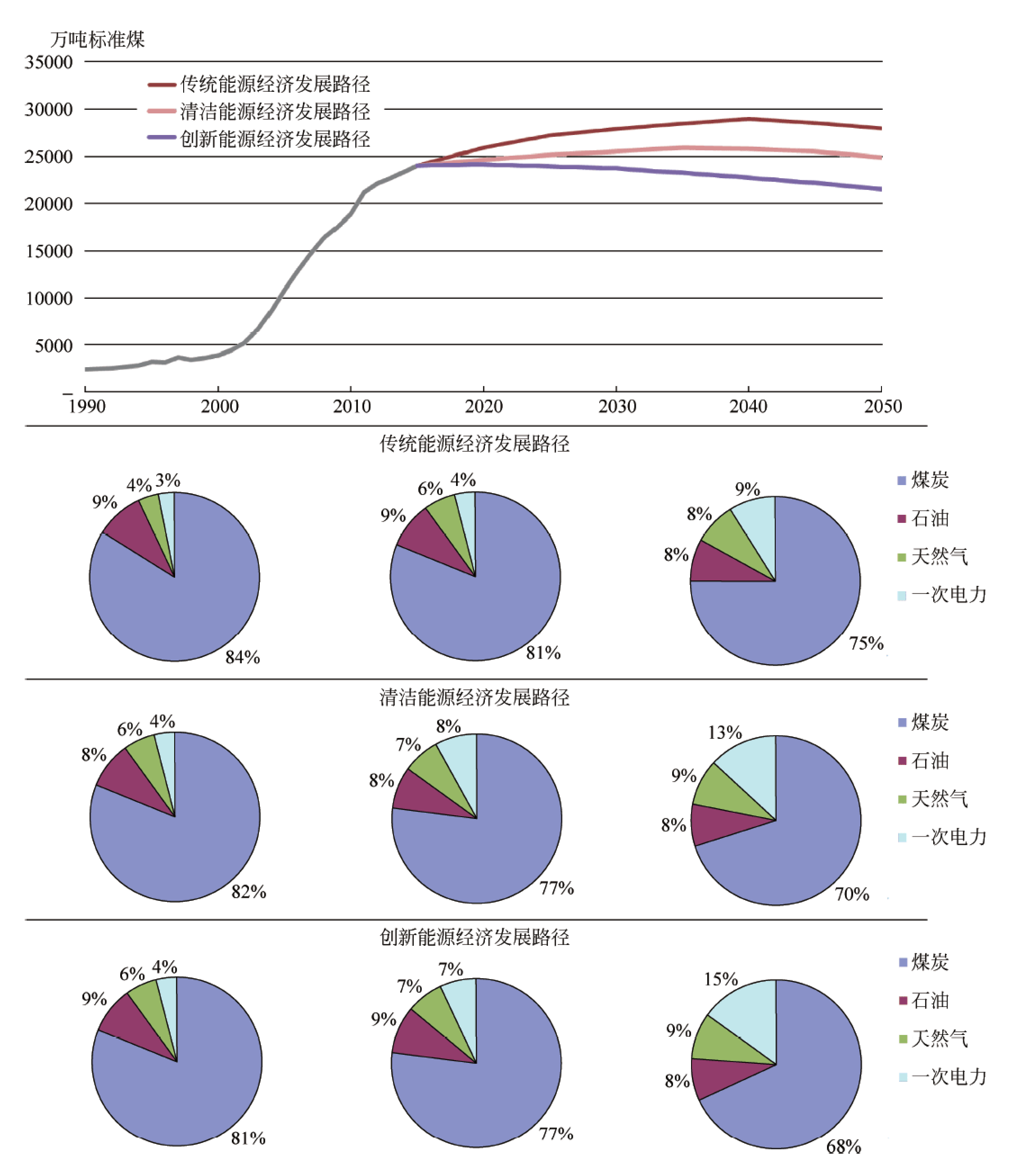


图 4-10　内蒙古自治区区内能源消费变化趋势及结构

末随着经济逐步复苏，内蒙古自治区的煤炭仍有可能再次回到 2013 年的水平，并持续到 2035 年前后（见图 4-11）。

第七，从发电量和用电量看，未来内蒙古自治区将保持一定比例的电力外送量（见图 4-12），其中的传统能源经济发展路径和清洁能源发展路径发电和用电的区别在于清洁电力的比例，其中电力装机（见图 4-13）中，煤电比例充分考虑了较为落后的传统煤电装机与先进空冷机组的区别和市场替代关系。而清洁能源经济发展路径和创新能源经济发展路径则主要考虑了风能、太阳能、清洁煤电的发展趋势和不同情景的区别。

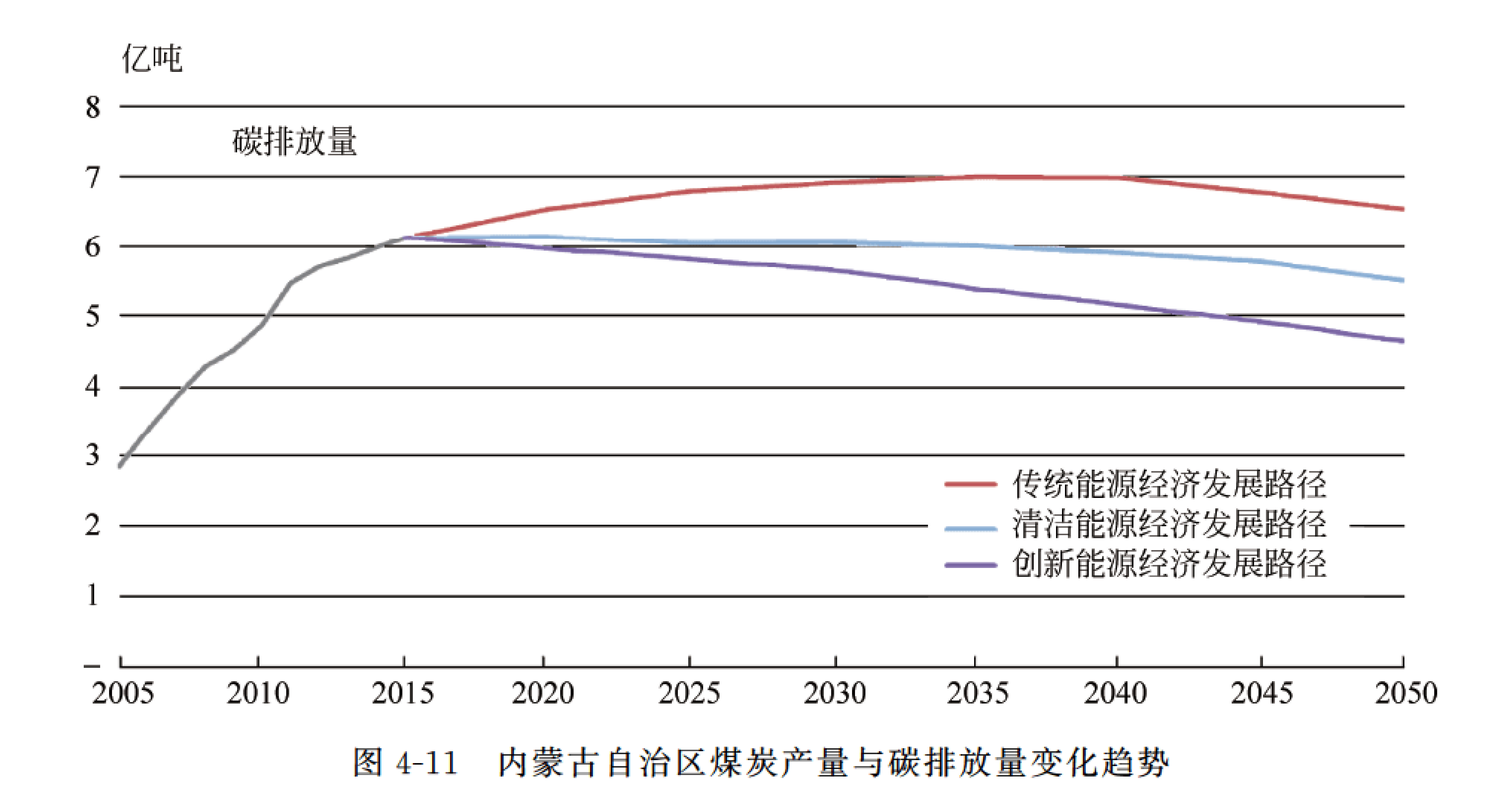
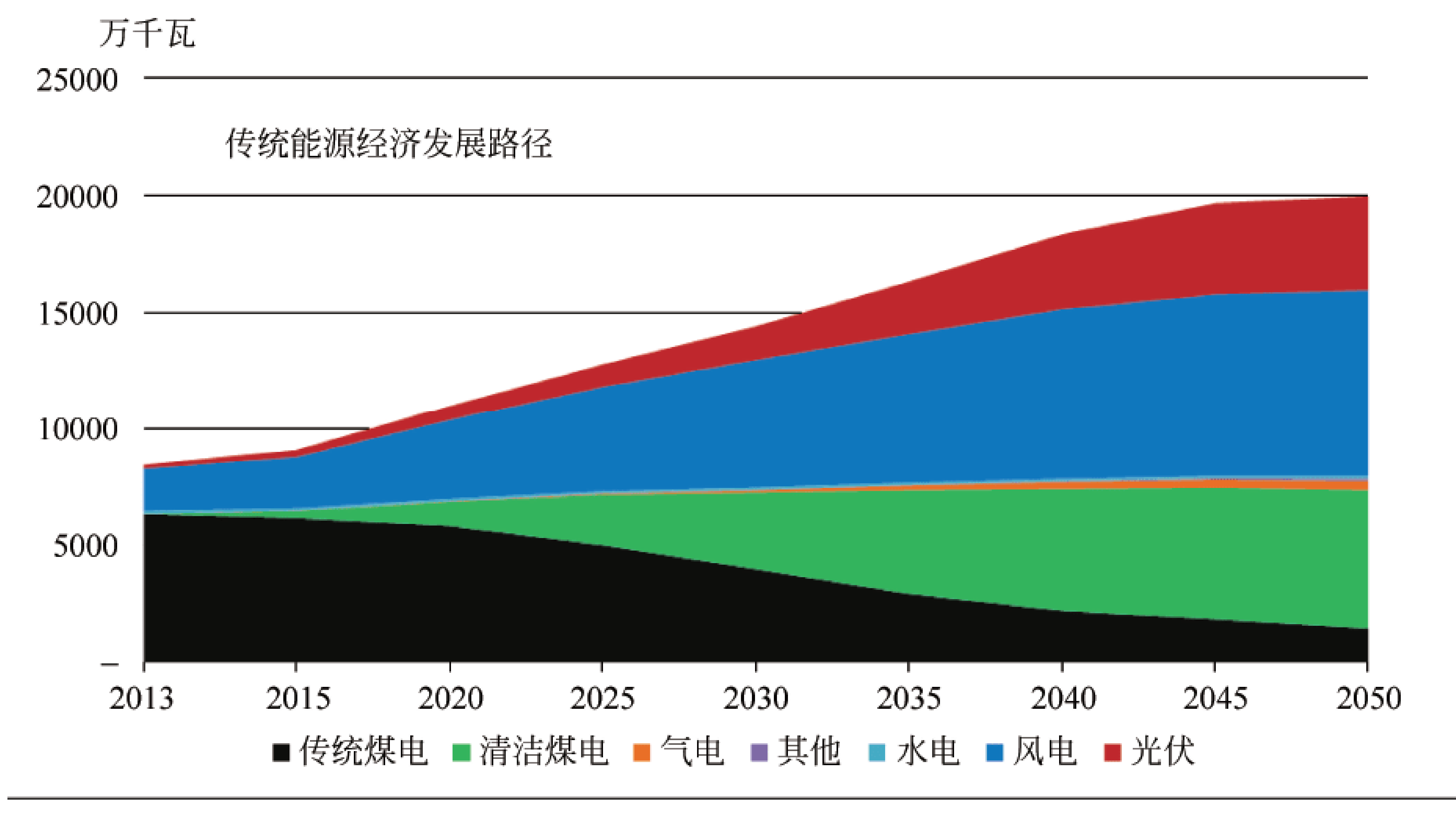
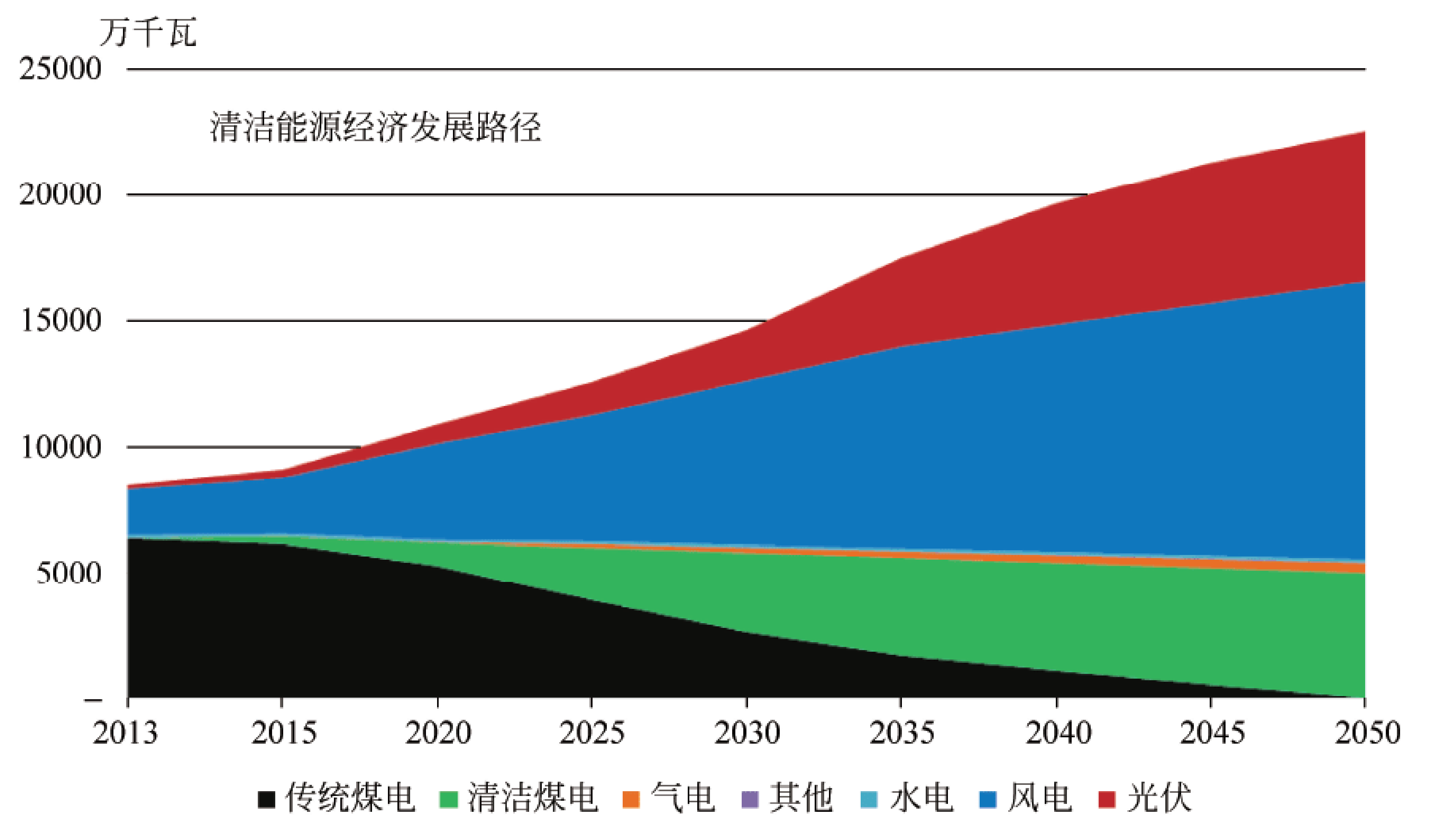


图 4-11　内蒙古自治区煤炭产量与碳排放量变化趋势

图 4-12　内蒙古自治区发电量与用电量变化趋势





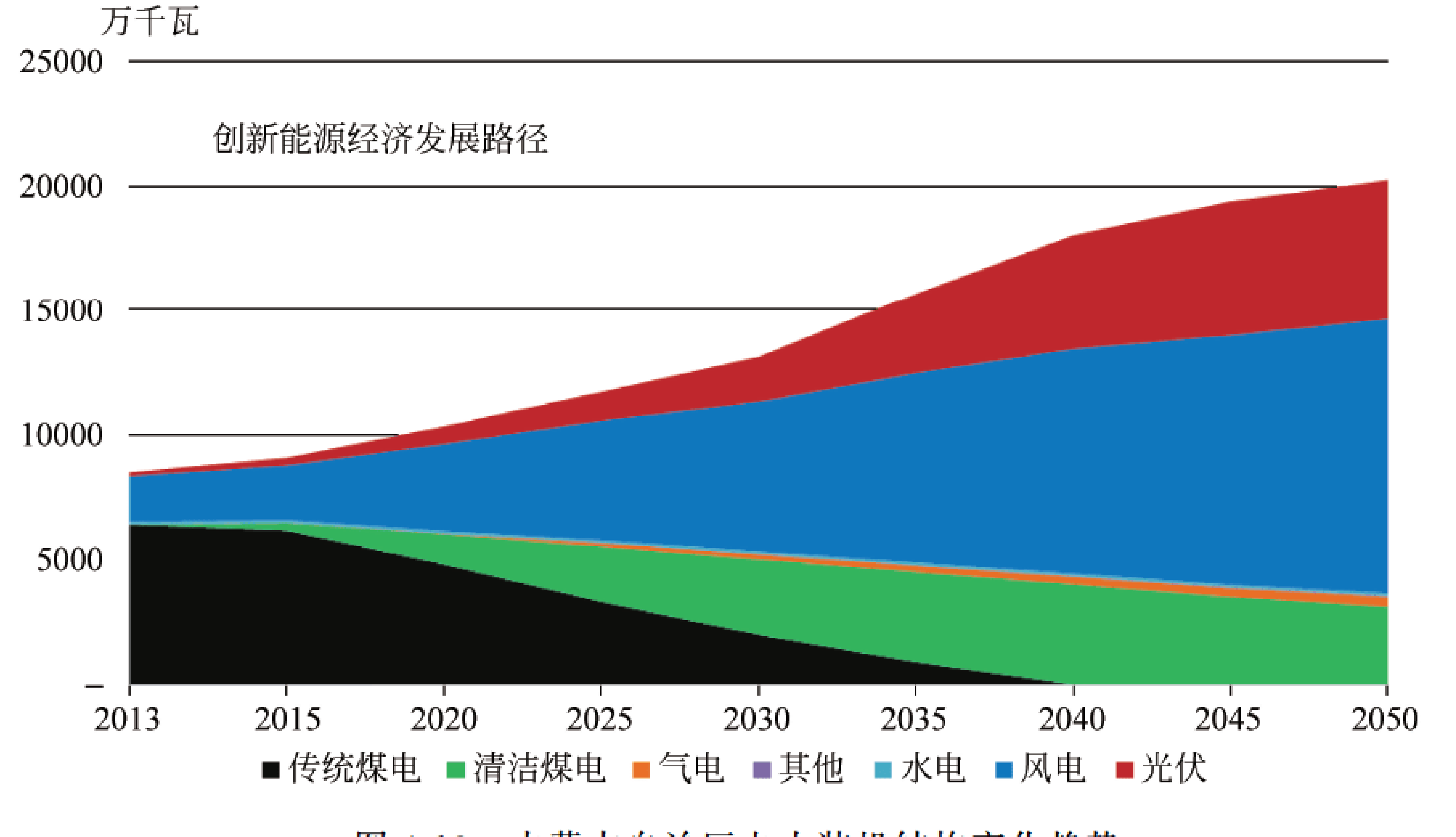


图 4-13　内蒙古自治区电力装机结构变化趋势

第八,从能源外送趋势看,煤炭外送规模在今后不会超过 2015 年,2013 年外送煤炭即已达到峰值。原因是一方面经过这一轮煤炭市场的低迷后,全球和我国煤炭整体市场强劲复苏回到 2013 年前的市场状态已经不太可能。另一方面,低碳、去炭趋势决定了以后的区内外市场需求均将萎缩。所以,中长期看三种发展路径的外送煤炭趋势均处于下降通道中。电力外送总体上是增加的,但三个情景路径中清洁和创新路径主要外送的是可再生电力(见图 4-14)。

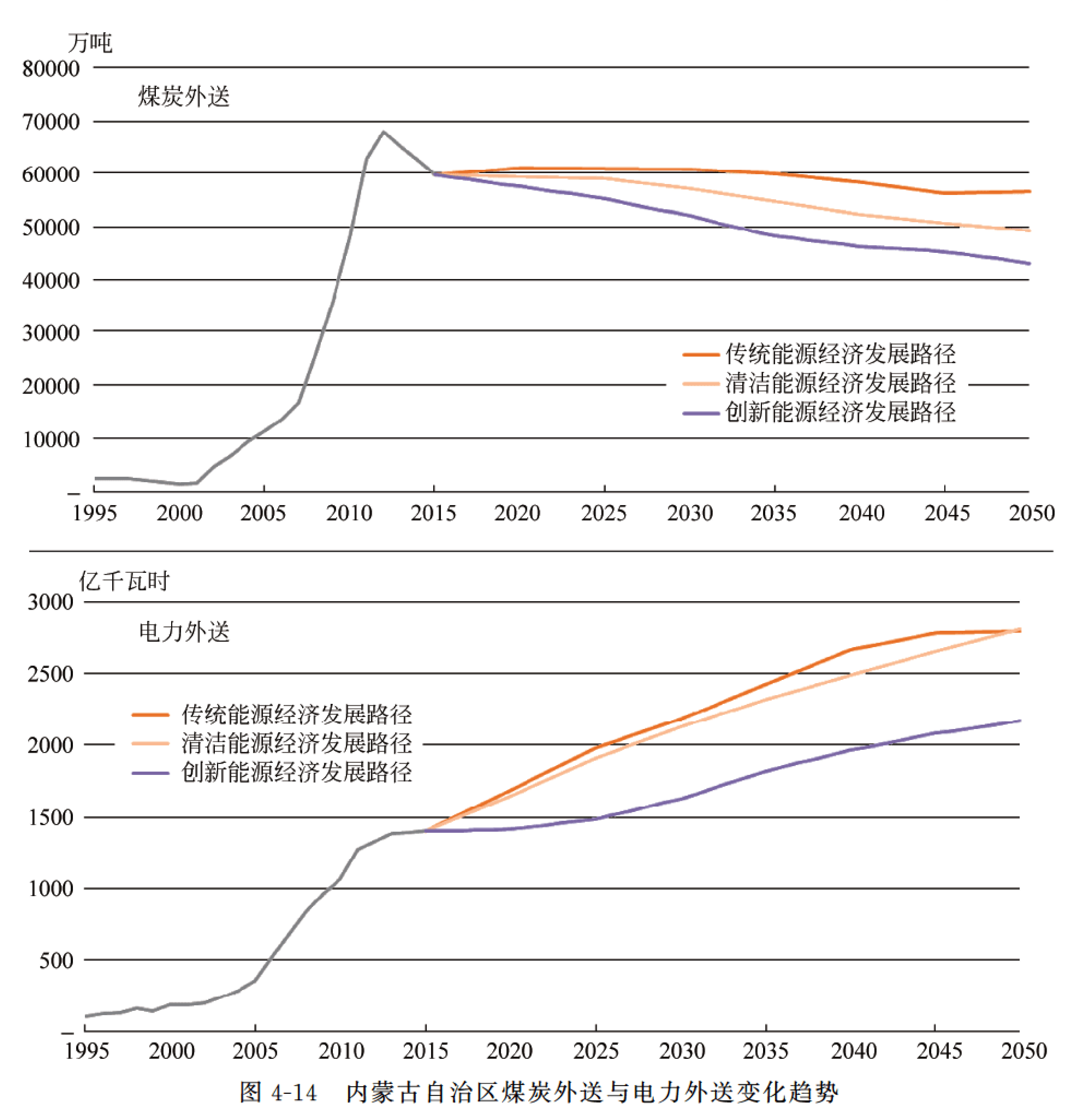


图 4-14　内蒙古自治区煤炭外送与电力外送变化趋势

5　战略思路

长期以来,内蒙古自治区由于资源禀赋优势、市场条件及技术和人才劣势,能源经济发展一直主要依托重化工业。2002—2010 年,内蒙古自治区虽然凭借资源优势,近 10 年经济增速在全国保持第一,但面对 2008 年金融危机后全球经济转型和我国经济进入新常态,内蒙古自治区的经济增长受到的冲击几乎是断崖式的。传统以煤为主的、短产业链式的重化工业发展模式受到了严重挑战,加上发展过程中积累的环境和生态欠账及水资源短缺问题,使内蒙古自治区不得不思考下一步如何发展,选择怎样的发展模式、发展路径。根据对内蒙

古自治区能源经济发展面临的国内外战略环境分析，结合国家能源发展战略并针对内蒙古自治区面临的实际发展问题，我们提出了内蒙古自治区今后的发展战略思路应该是：“**以建设法治国家和尊重市场规律为指导，做好顶层设计，改变传统发展理念和发展思路，以积极的思维应对能源革命和生态环境约束带来的挑战，强力推进供给侧改革，淘汰落后产能，抓住对外合作新机遇，使内蒙古自治区步入创新发展的新通道，提前实现国家的两个百年发展目标。**”主要逻辑关系见图 5-1。

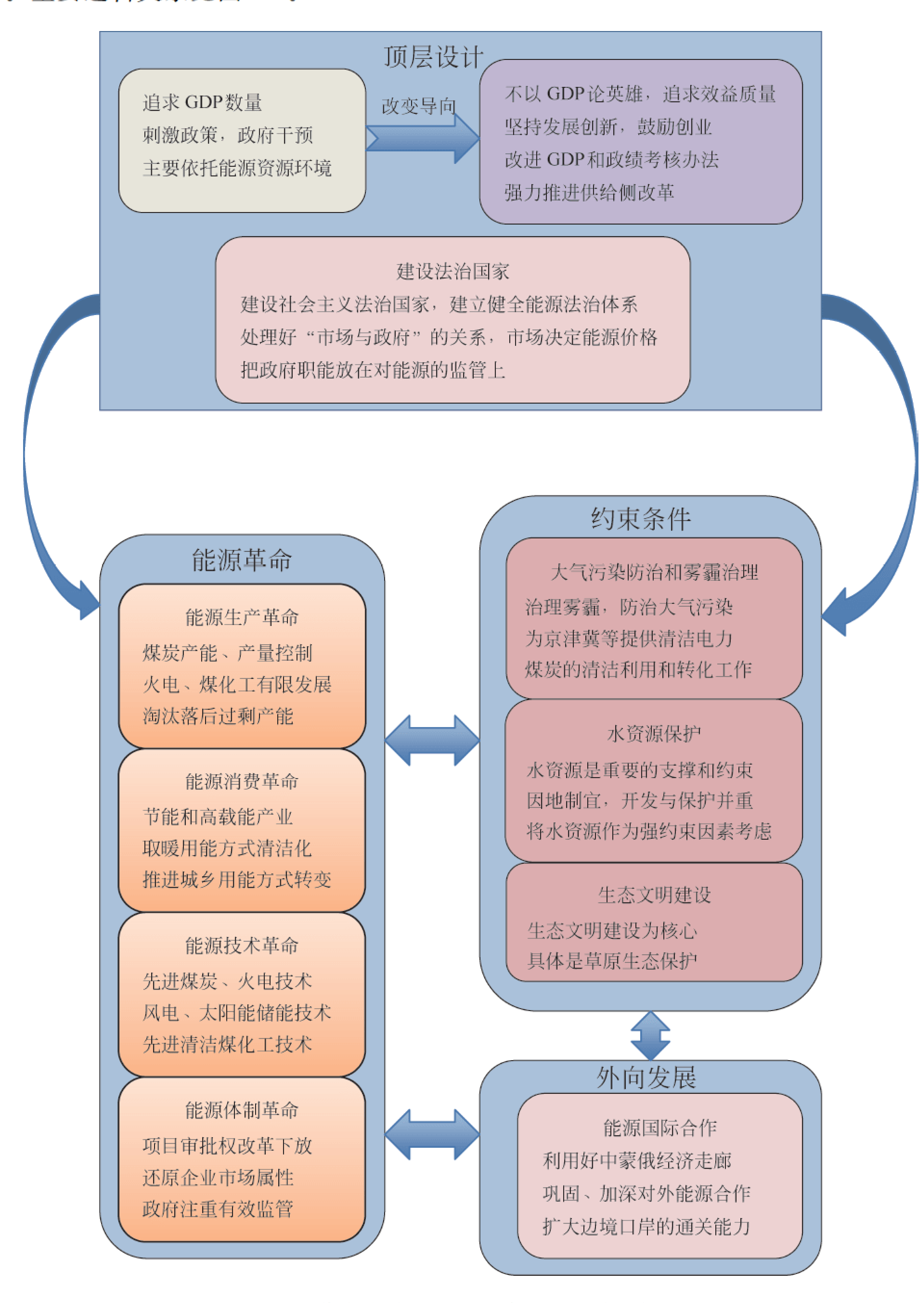


图 5-1　内蒙古自治区能源经济发展思路逻辑关系图

“建设法治国家和尊重市场规律”是指内蒙古自治区在“十三五”及中长期能源经济发展过程中,最为重要的任务就是要处理好“市场与政府”的关系,形成主要由市场决定要素配置的发展理念,将政府职能放在能源监管上,建立健全能源法治体系。**强力推进供给侧改革**是指要增加有效供给,淘汰无效、低效产能。

“传统发展理念和发展思路”主要指过去地方政府为了追求 GDP,盲目上项目,而不是企业根据真正的市场需求自主决定投资和配置资源。另外,传统发展理念还指传统上只能靠资源优势,对水资源、环境生态约束考虑较少。

“能源革命”是指国家提出的能源消费、生产、技术、体制革命,**“生态环境约束”**指内蒙古面临的脆弱生态环境、水资源短缺、城市大气污染等问题。

“创新发展”指要摒弃内蒙古自治区发展一定要依托“资源优势、重化工业优势”的发展理念,转而向绿色、低碳、生态产业方向发展。

6 战略重点

内蒙古自治区能源经济发展战略重点的选择要把握好三条:一是要充分考虑国内外战略环境的变化对内蒙古自治区的影响;二是要尊重市场规律,要充分考虑区内外市场的需求让企业自己做出理性决策;三是要站在国家能源发展战略的大框架下考虑和设计内蒙古自治区的能源经济发展战略。在研究当前的国内外战略环境、国家能源战略政策以及内蒙古自治区区内外市场需求的前提下,我们设计并提出如下战略重点。

6.1 顶层战略转变是整体战略的灵魂

内蒙古自治区能源经济发展的顶层战略转变是重中之重,要实现的三个重要转变包括:一是从主要追求 GDP 数量向追求 GDP 质量转变;二是从主要追求经济发展向同步追求能源、经济、环境与社会协调、融合发展过渡;三是从主要依托国内市场发展向同步利用国内、国际两个市场转变。2020 年前完成所有政策、法规、战略规划、实施方案等准备工作,2020 年后进入实质性建设发展新阶段。

第一,要变革发展观念。尤其是各级政府领导要转变发展观念,要切实认识到内蒙古自治区到底要什么,什么才是美丽、和谐、富裕、公平的社会。要防止头脑过热,片面追求高速度,依靠过度投资和资源过度开发拉动经济。经济增速过快,必然进一步依靠高投资率,拉动土地和矿产能源资源的投入。要尽快改变各级政府在发展速度上层层加码,各地比拼 GDP 增速的增长模式。要把改善民生、改善人民生活环境放到优先地位,讲求发展质量。

第二,要推进科学、民主决策。要推进科学、民主决策,实质性抓好国民经济与技术经济评价、环境影响评价、社会影响评价等工作,实施专家评价和公众听证相结合,要切实避免以往评价工作流于形式,找不到责任人,致使重大决策失误,给国家、自治区造成重大损失。

第三,要在强约束下重新进行能源发展定位和时空布局优化。从能源发展看,总体战略定位应是控制煤炭产能、增加绿色清洁电力比例、科学有序适度发展煤化工、推进可再生能源发展。一是要控制煤炭开发规模,尤其要控制东部劣质煤的开发规模;二是要增加绿色清洁电力转化规模,包括继续适度增加清洁煤炭发电,大力发展风电和太阳能发电;三是要科

学有序适度发展煤化工，尤其是内蒙古东部生态脆弱和生态保护区要明确禁止继续上马大型煤化工项目；四是要继续大力发展可再生能源，除了继续加大风电、太阳能发电外，还应该加大生物质能源的开发规模，推进储能技术应用。

第四，从空间总体布局看，要“稳定西部、控制东部”。稳定西部主要指稳定鄂尔多斯地区，东部主要指劣质煤产区，包括锡林郭勒盟、呼伦贝尔盟等地。从时间维度把握上，要力争2015年前达到峰值。尽管只是针对煤炭产量提出峰值概念，而实际上是控制煤炭产业链延伸的一个前端综合性措施，可以起到“总阀门”的作用。

第五，要充分重视解决四大约束：外送通道、水资源、草原生态、环境容量。外送通道主要指电力外送通道；水资源主要指两个重点煤炭基地神东和蒙东地区各自的不同类型的水资源约束；草原生态主要指全区各类草原生态系统的保护；环境容量则是指主要城镇大气环境容量（纳污能力）、地表与地下水环境容量等。

总之，内蒙古自治区未来的能源经济发展要把握好空间、时间以及各类能源发展的方向和重点，而且一定要充分考虑电力外送通道建设、水资源约束、草原生态保护、环境容量限制等瓶颈条件。要使内蒙古自治区能源经济带来的 GDP 是绿色的、高质量的、有效益的。要充分考虑内蒙古自治区东部、西部两大重点发展地区。要根据水资源、生态环境约束，对自治区能源经济项目进行科学规划、合理布局，做到适时、适度、适宜。

6.2 要采取更加严格的煤炭开发监管战略

第一，在当前的煤炭形势下，要实现煤炭行业的战略调整，使煤炭行业更加清洁、高效、科学发展，要使煤炭安全生产全面达到国际领先水平。要继续以最高安全标准武装煤矿，使煤矿的百万吨死亡率降至最低。要严格核定产能，以此作为科学调控产量的基础。根据煤炭资源赋存、安全、环保、市场等条件，尤其要根据市场需求科学确定产能，合理制定产量计划，进一步提高煤炭产品的市场竞争力。

第二，煤炭开发后的本地转化要以空冷机组、超超临界技术作为内蒙古煤炭发电的主导技术进行推广，将其定为内蒙古自治区清洁煤电战略路线。另外，要继续推进先进 IGCC、先进多联产技术研发，优选煤炭高效洁净利用技术路线，大幅度提高煤炭利用效率和洁净化度，积极进行 CCS 技术示范。以此技术作为严格控制内蒙古自治区区内能源需求的重要监管依据。

第三，要下决心彻底进行煤矿经营主体整顿和生产监管。严格遵循一个矿区区块一个主体经营的原则，对内蒙古目前的 18 个主要矿区进行重新梳理。对现有煤矿超能力生产进行监管，建立实时煤矿生产能力信息平台。借助低迷的煤炭市场行情，进一步淘汰规模较小及劣质煤矿井。另外，内蒙古自治区与陕西和山西相比存在两个弱点，一是煤质优势不及陕西，二是运距优势不如山西，这一基本现实决定了未来内蒙古自治区要加大西部地区煤炭产能和产量控制，尤其要坚决、主动淘汰在“晋陕蒙”市场中综合竞争力弱的矿井和企业。尤其要重视未来“金三角”地区煤炭的集约型、高效性、经济性开发，不但要与市场需求对接好，而且要综合考虑进口优质蒙古煤炭对整体需求市场的影响。

6.3 煤化工要坚持科学、有序、适度的发展战略

第一，内蒙古自治区煤化工的发展已进入有序、科学、理性发展的新阶段。为此，政府首

先要完成各盟市煤化工发展战略定位、战略选择。实现煤化工行业战略调整,充分依据全球石油、天然气、煤炭、化工产品市场条件,对技术选择要做出科学、理性评估,由于内蒙古自治区总体上缺乏水资源,所以即使在技术可靠、市场有需求的条件下,也要适度发展。目前,2020年前,煤化工项目仍然应该以示范为主。要在2020年前完成煤化工产业布局和产能调整,通过兼并、重组调整一批不专业、没有竞争优势的已投产煤化工项目。2020年后实现煤化工产能科学化。

第二,技术是煤化工发展最为关键的环节,它直接决定项目的经济性。一是各类煤化工中的首要环节煤气化技术对煤的强度、热稳定性、结渣性、黏结性等都有具体要求,要依据完整的煤种气化数据库和气化用煤理论体系,针对多个煤种提出科学具体的配煤及配灰方案,进行煤种的精准适应性分析(表6-1)。二是要严格控制煤化工项目的各类环境影响,一般而言,应该选择气化温度较高的技术(如大于1100℃),这样各类污染物生成的概率要小得多。

表6-1　各种煤气化技术的煤种

类型	符号	粉煤气化	水煤浆气化	鲁奇固定床气化
水分		对原煤无要求	Mad≤10%	Mt<6%(无烟煤) Mt<10%(烟煤) Mt<20%(褐煤)
灰分	Aad	7≤入炉煤灰分≤35	≤15	要求不严格
挥发分	Vd	无要求	无要求	≤20
硫含量	St,d	无要求	无要求	≤1%
灰熔点		FT≤1500℃可通过助熔剂控制	FT≤1300℃	1150℃≤ST≤1250℃
发热量		>21MJ/kg	>21MJ/kg	>21MJ/kg
热稳定性	TS_{-6}	无要求	无要求	>80%
反应活性		无要求	要求较高活性	要求高活性
粒度		无要求	无要求	5~50mm
黏结性		无要求	无要求	自由膨胀系数小于7
机械强度		无要求	无要求	>60%
钾钠含量		无要求	无要求	<3%
氯含量		无要求	无要求	<0.1%
哈氏可磨指数	HGI	无要求	>50	<70
成浆性		无要求	>58	无要求
黏度			<1200mPa·s	
灰黏度		要求高	要求较高	

第三,根据全国典型煤炭基地各类煤种的煤化工匹配结果,内蒙古自治区东部褐煤矿区适合粉煤气化,不适合水煤浆气化和固定床气化(大唐克什克腾煤制天然气项目采用的是固定床气化技术);神东矿区配煤或配灰后可用粉煤气化或水煤浆;准格尔煤田粉煤气化和固定床气化,不适合水煤浆气化。其中,固定床气化需要根据煤种注意气化炉的防腐问题(见图6-1)。

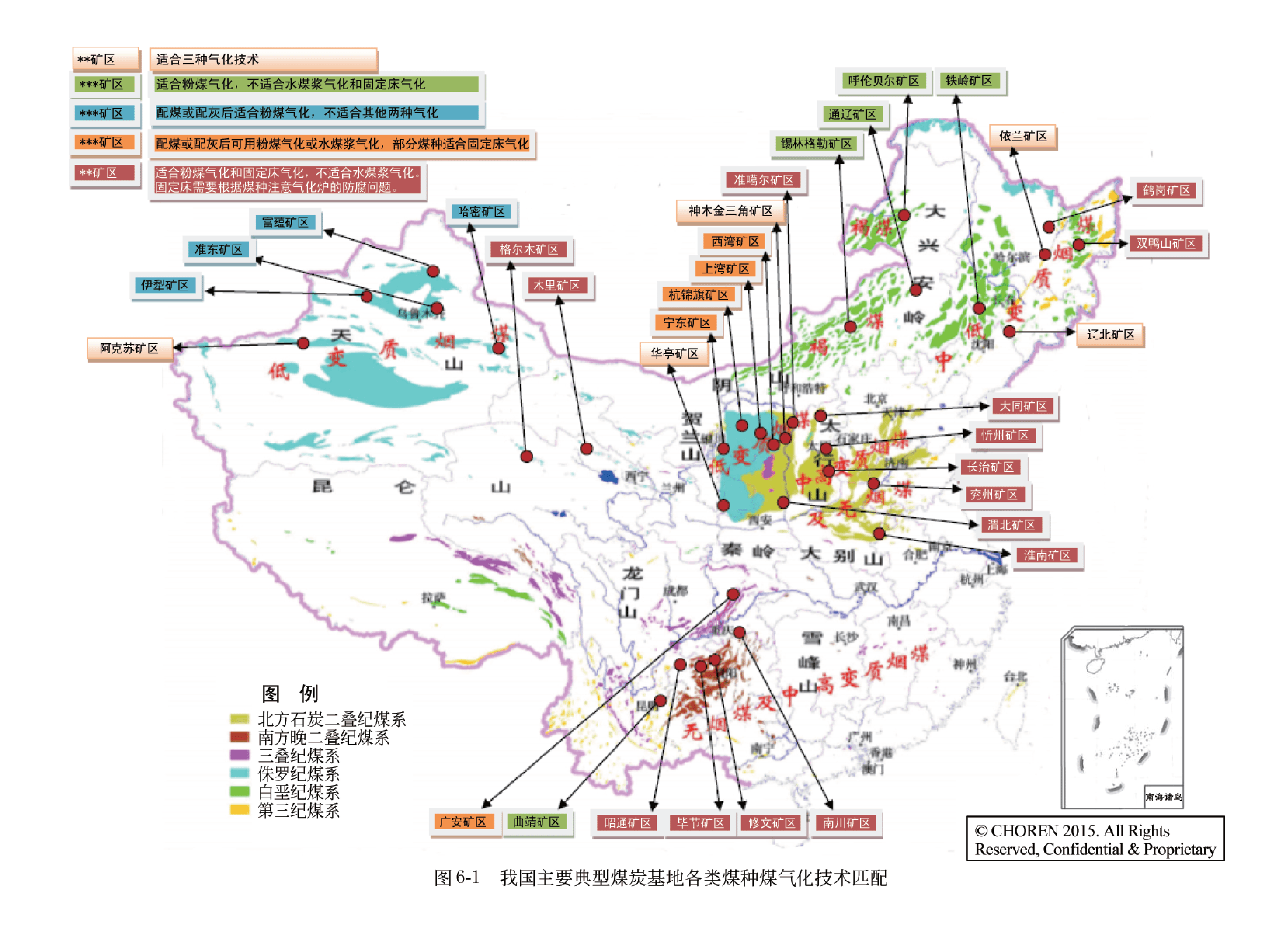


图 6-1　我国主要典型煤炭基地各类煤种煤气化技术匹配

6.4 提高消纳能力是可再生能源发展战略的关键

第一,充分利用当地可再生能源资源,根据当地建设条件和用能特点,结合电源结构和电网架构,因地制宜开发利用可再生能源,不断提高可再生能源发电量在内蒙古自治区总发电量中的比重。实现到 2017 年,可再生能源发电量占全区总发电量的比重超过 12%;到 2020 年,新能源发电量占全区总发电量的比重超过 15%,并加强可再生能源就地消纳。

第二,围绕扩大就地消纳、增加外送,分析可再生能源与火电相融合的机制,研究协调两者间的利益关系;包括要开展可再生能源与火电协调运行技术经济性研究。要研究火电与可再生能源协调运行机制,其中包括:一是要加强外送通道建设,扩大可再生能源消纳范围,为可再生能源发电容量新增外送通道是解决弃风、弃光问题的有效途径;二是负责冬季供热的 CHP 机组如果实现热、电解耦将促进可再生能源的消纳;三是风、光高渗透率条件下,自备电厂参与调峰将促进风、光发电量的就地消纳,并提高火电机组平均年发电小时数。图 6-2 是以 2020 年 6 月的一周为例,将以上三种措施进行的预测仿真。结果表明,三种方法对提高可再生能源利用率都将起到较大作用。

6.5 能源对外合作战略应以"中蒙俄经济走廊"为支点

对外开放带动发展、资源开发引导发展、互联互通实现发展,以发展保障区域和谐、安定。这一思路突出了扩大内蒙古能源国际合作对全国的战略意义和长远影响,同时,又可很好地将扩大开放与区域发展问题紧密联系起来。内蒙古自治区毗邻蒙古和俄罗斯,目前,内蒙古自治区与俄罗斯、蒙古的双边经贸往来已经有很好的基础。在此基础上,长远看应该更加重视"中蒙俄经济走廊"的建设,因为"中蒙俄"多边关系是进一步提升、扩展、深化我国及内蒙古自治区对蒙俄合作的基础,是增进互信、构建地区繁荣的重要对外战略。为此,战略重点应该包含以下几方面的内容。

第一,应继续提升与蒙古国的国际能源合作水平。蒙古国地理位置优势明显,高品质煤储量丰富,开采成本低,政策总体上是支持出口的,只要解决了运输瓶颈问题,在中国和欧洲市场将具备相当的竞争力,有可能扩大在中国冶金煤炭市场的份额。应将蒙古国能源资源利用与内蒙古国家战略接续能源基地的建设一并统筹考虑,作为我国实现能源供应多元化战略的重要组成部分。应充分利用目前蒙古国在对华出口煤炭持较积极的态度的时机,创造条件,实现内蒙古能源进口的持续稳定增长。

第二,突出内蒙古国际能源大通道建设。应针对国际通道建设往往是境外段的最后几百公里成为瓶颈的问题,从国家战略层面,通过政治、外交和经济援助等多种途径,加强双方在口岸铁路运输通道建设方面的衔接,争取一揽子解决问题。提高口岸综合运输能力和国际通达程度,完善跨境合作机制,促进区域经济一体化深入发展。要加强双边合作,充分发挥公铁联运优势,提高既有通道效率,避免进出口货物多次在口岸倒装,以降低运输成本和对口岸周边环境的污染。

第三,研究制定实施中蒙能源合作多元化战略,建设国际能源高效开发利用体系。积极扩大对蒙对俄电力、冶金及煤化工等高载能产业投资,逐步提高对蒙古国能源资源的就地转

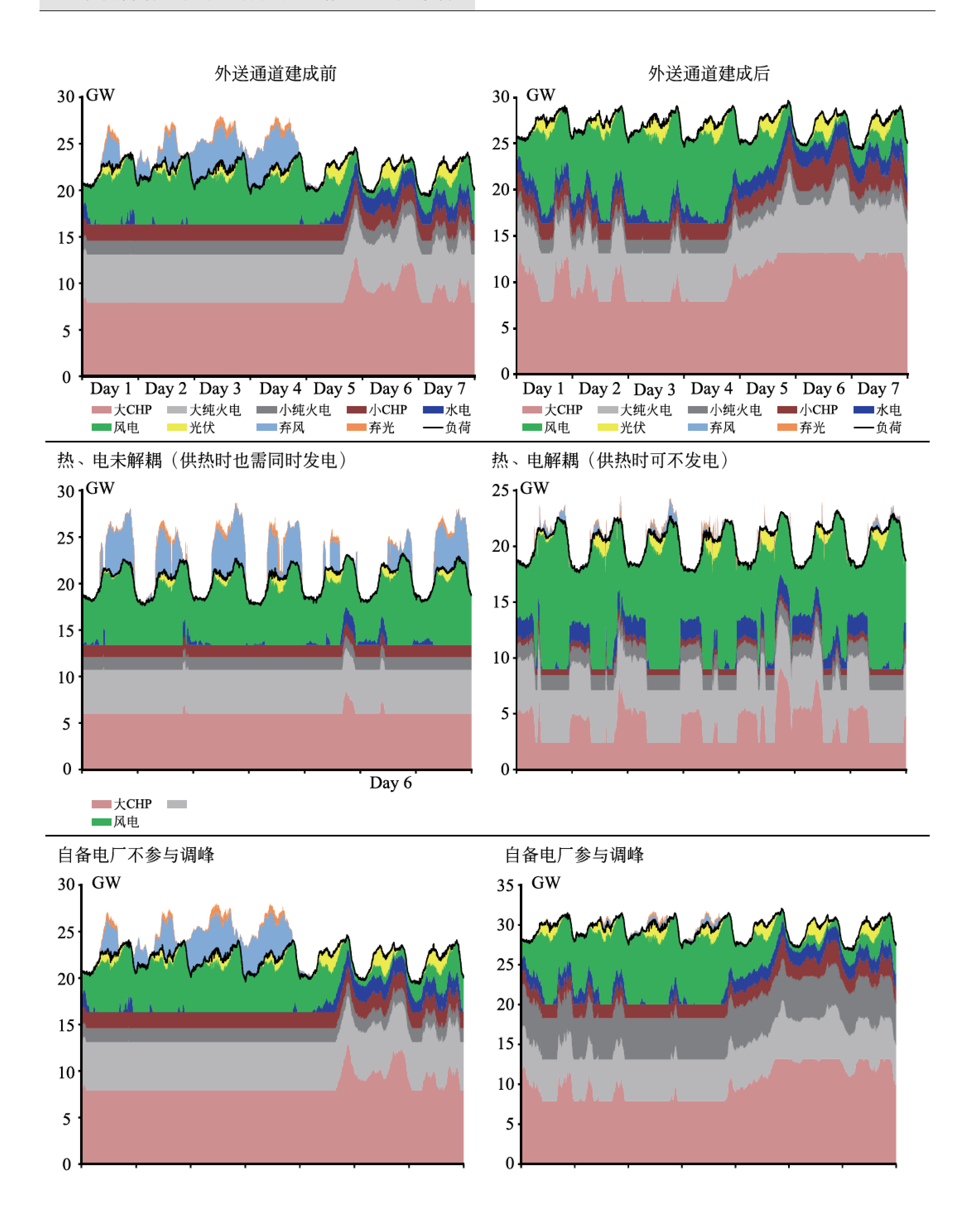


图 6-2 三种措施进行的预测仿真结果

化率，减轻内蒙古建设能源基地面临的国内交通运输和水资源等方面的压力。推动内蒙古蒙西电网至蒙古国南部区域的电网建设，扩大内蒙古电网跨国覆盖范围，充分利用内蒙古蒙西电网的剩余能力，满足蒙古国经济发展及结构转型对电力的迫切需求。

第四,要构建内蒙古沿边国际能源经济合作带(见图 6-3)。要依托这一区域的发展条件,发挥满洲里、策克、甘其毛道、珠恩嘎达布其、二连浩特五大口岸优势,继续着力建设七大产业加工基地,即:满洲里石油、天然气、木材加工基地;策克煤炭运输有色金属加工基地;甘其毛道铜冶炼、煤焦化工基地;珠恩嘎达布其能源有色金属基地;二连浩特能源有色金属基地;金泉化工工业园区煤化工基地;乌斯太经济技术开发区煤化工基地。“五大口岸”、“七大基地”之间应合理分工布局,发挥各自优势,实现相互协调。



图 6-3 内蒙古自治区沿边国际能源经济合作带

第五,培育我国西部地区新的经济增长极。通过促进国际能源合作,内蒙古有条件将资源优势转化为产业优势,大力发展特色优势产业,建设国际中心城市,逐步培育出带动西北地区发展、开放与发展密切结合、促进国家东西部发展协调的重要增长极。这一增长极同东部都市圈相比,经济规模总量较小,覆盖人口较少,但覆盖区域较大,区域又具有资源丰富、市场潜力巨大的特点,完全可以承担与东部珠三角、长三角及京津都市圈相呼应的西部增长极的重任。

7 战略路径

2014 年以来,中国经济持续放缓的趋势愈发明显,中国经济发展进入中高速增长和结构转型的“新常态”,在固定资产投资和进出口增长纷纷断崖式下滑的影响下,中国未来能源消费增长情景已发生了根本性变化,未来能源消费增长将大大低于之前的预期,加上中国已到了不得不解决多年发展所积累的环境污染、高碳排放、生态破坏时期,结构调整和转变经济发展方式已成必然。如果中国经济转型成功,中国很有可能在未来 15 年左右迎来能源消费总量、二氧化碳排放、火力发电和高耗能产品产量的峰值。如果在强化政策的推动下,中国有可能提前实现能源消费总量控制和二氧化碳减排的战略目标,各种峰值也可能提前到

来。所以,低碳转型将成为未来我国能源发展战略的重中之重。为此,我们围绕低碳转型设计了未来我国的发展路径。由于我国低碳转型也使内蒙古自治区面临的外部能源需求市场形势彻底改变,从 2003—2011 年之间能源供不应求,到 2011—2014 年的能源供需基本平衡,再到如今能源供应相对过剩,为了分析在未来不确定性条件下内蒙古自治区的能源发展路径,我们设计了三种能源发展路径:“传统能源经济发展路径”“清洁能源经济发展路径”和“创新能源经济发展路径”(见图 7-1)。



图 7-1 内蒙古自治区能源经济发展路径设计的逻辑关系

7.1 我国将步入低碳转型发展路径

为此我们设计了两个情景来分析未来中国能源经济的发展,分别为“低碳转型”情景和“强化低碳转型”情景。“低碳转型”情景综合考虑中国未来经济发展趋势、绿色发展要求和低碳转型现实,我们认为是中国能源未来最可能和最实际的发展方式。而“强化低碳转型”情景是在“低碳转型”情景基础上更多考虑将二氧化碳减排、能源总量控制和提高可再生能源比重作为强政策约束,中国超额实现各项能源战略目标的发展路径。

无论是“低碳转型”情景还是“强化低碳转型”情景,中国中长期经济增速放缓的趋势是一致的,但经济增长对能源投入的依赖程度却大不相同。在“低碳转型”情景中,中国能源消费总量将在 2030 年到达峰值,峰值为 48.5 亿吨标准煤,2015—2030 年能源消费总量年均增长 0.8%,不到“十二五”期间能源消费总量增速的 1/4,能源消费总量增速骤然放缓。同时,经济下行、工业转型和低碳发展政策已促使中国煤炭消费在 2013 年实现 42.4 亿吨的消费峰值,煤炭消费在“十三五”期间将呈现缓慢下降态势。中国二氧化碳排放总量将在煤炭消费峰值的带动下,将于 2025 年达到峰值,峰值为 96.8 亿吨,单位 GDP 二氧化碳排放将比 2005 年下降 63%,已经提前完成自主减排承诺。届时,中国煤炭消费占比将下降至 55.5%,比 2015 年下降 8.4 个百分点,而非化石能源占比将提升至 17%,到 2030 年提高至

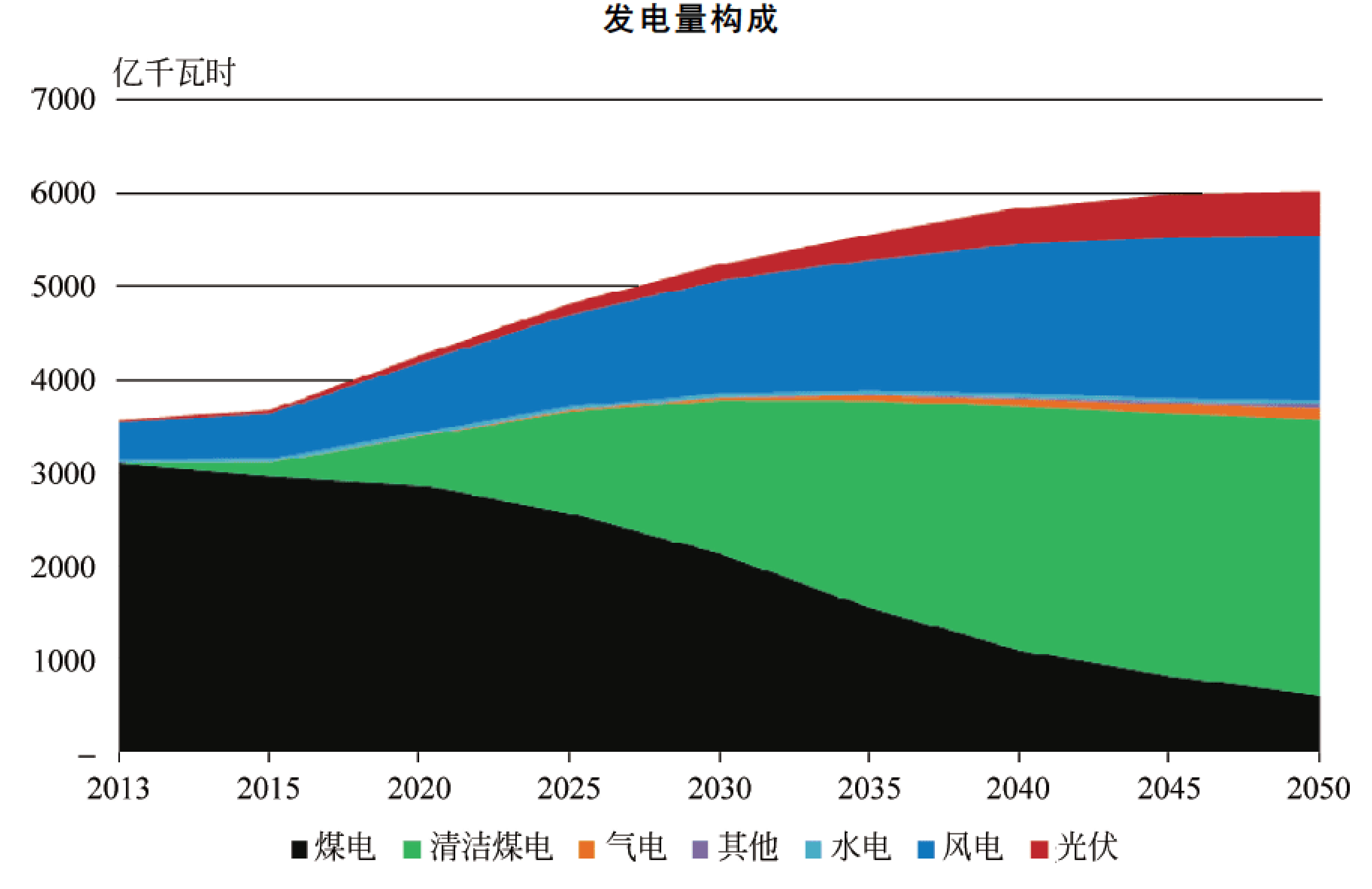
20%,完成中国能源转型承诺,中国 2030 年完成“低碳转型”的战略目标。之后,中国经济结构和能源结构仍将持续优化,重化工特征逐步减弱,中国能源消费总量开始出现下降,到 2050 年能源消费总量下降至 42 亿吨标准煤,略低于 2014 年的水平,而煤炭占比将低于 30%,非化石能源占比持续提升至 40%,天然气比重提升至 15%,而二氧化碳排放量则有望降至 55 亿吨,比 2025 年排放的绝对量减少 43%。在此情景下,中国人均能源消费量的峰值为 3.5 吨标准煤,也就是说中国仅以美国人均消费的 36%和日本人均能源消费的 70%实现“低碳转型”的发展目标。

在“强化低碳转型”情景下,中国的环境问题(如大气污染)促使政府出台更加激进的能源政策(如更加严格的能源消费总量控制和排放标准),加快能源结构的去煤炭进程。中国能源消费峰值则有望在 2025 年实现,峰值为 46.5 亿吨标准煤,比“低碳转型”情景的峰值减少 2 亿吨标准煤,2015 年至 2025 年之间可累计减少 8 亿吨标准煤的能源消费量。在此情景中,中国煤炭消费在 2013 年达到峰值,为 42.4 亿吨,在 2020 年之前中国煤炭总量下降非常有限,之后在中国经济转型的带动下,煤炭消费将加速下降,到 2030 年煤炭消费总量降至 31.8 亿吨,比 2013 年峰值减少 15%。与此同时,中国二氧化碳排放峰值也将提早至 2020 年,峰值为 95.4 亿吨,“十三五”期间,二氧化碳排放总量仅增长 0.6%,2020 年中国单位 GDP 二氧化碳排放在 2005 年基础上下降 53%,将超出中国之前所做的承诺,到 2030 年二氧化碳排放绝对量将减少 5%,排放强度将下降 70%,中国将在全球二氧化碳减排方面起引领作用。到 2050 年,中国能源消费总量将进一步下降至 37 亿吨标准煤,比 2015 年减少近 20%,煤炭占比将下降至 24%,而非化石能源占比将升至 47%,油气消费占比合计 29%。

7.2 内蒙古自治区的传统、清洁、创新路径

在“传统能源经济发展路径”中,内蒙古能源发展仍然主要围绕煤炭展开,但受外部市场制约,内蒙古以煤炭为主的发展方式将受到极大制约,未来总量上已经没有增长空间。在此路径下,内蒙古煤炭产量应当控制在当前 10 亿吨左右的产量水平,通过尽量提高煤炭内部消化能力来应对外部煤炭市场的萎缩,但内蒙古载能产业发展并不乐观,自身煤炭消费能力非常有限。2020 年内蒙古自身消费 2.59 亿吨煤炭,2030 年消费 2.79 亿吨煤炭,同时煤炭外部分别输送 6.5 亿吨和 6.4 亿吨,与 2013 年外送持平。在此情景中,内蒙古能源路径主要强调如何保持现在煤炭消费和外送格局,借助电力外送通道的建设,内蒙古外送电力将成为内蒙古能源输出的重要方式。2020 年发电量将达到 4255 亿千瓦时,比 2015 年增长 15%,年均增长 3%,而电力外送量将达到 1600 千瓦时,比 2015 年增长 20%。“传统能源经济发展路径”中特别注重发展清洁煤电技术,提高清洁煤电占比,到 2020 年清洁煤电占比达到 15%,而 2025 年这一比例达到 20%(见图 7-2)。

在“清洁能源经济发展路径”中,内蒙古将发展可再生能源作为能源发展的优先选择,在国家能源政策带动下,大力推动风电和太阳能电力的发展。但由于发展可再生电力诸如运输通道、电网输配等诸多制约条件,在 2020 年之前内蒙古清洁能源在发电结构中仍然仅占 23%的比重。在此情景下,在电力通道和电力装机富余的情况下,发展可再生电力也就意味着内蒙古煤电已经没有增长空间,2020 年煤电装机 6200 万千瓦,比 2014 年减少 250 万千瓦,之后将持续保持总量减少的趋势。在 2020 年之后,随着可再生电力调度和输配技术不



关键性指标

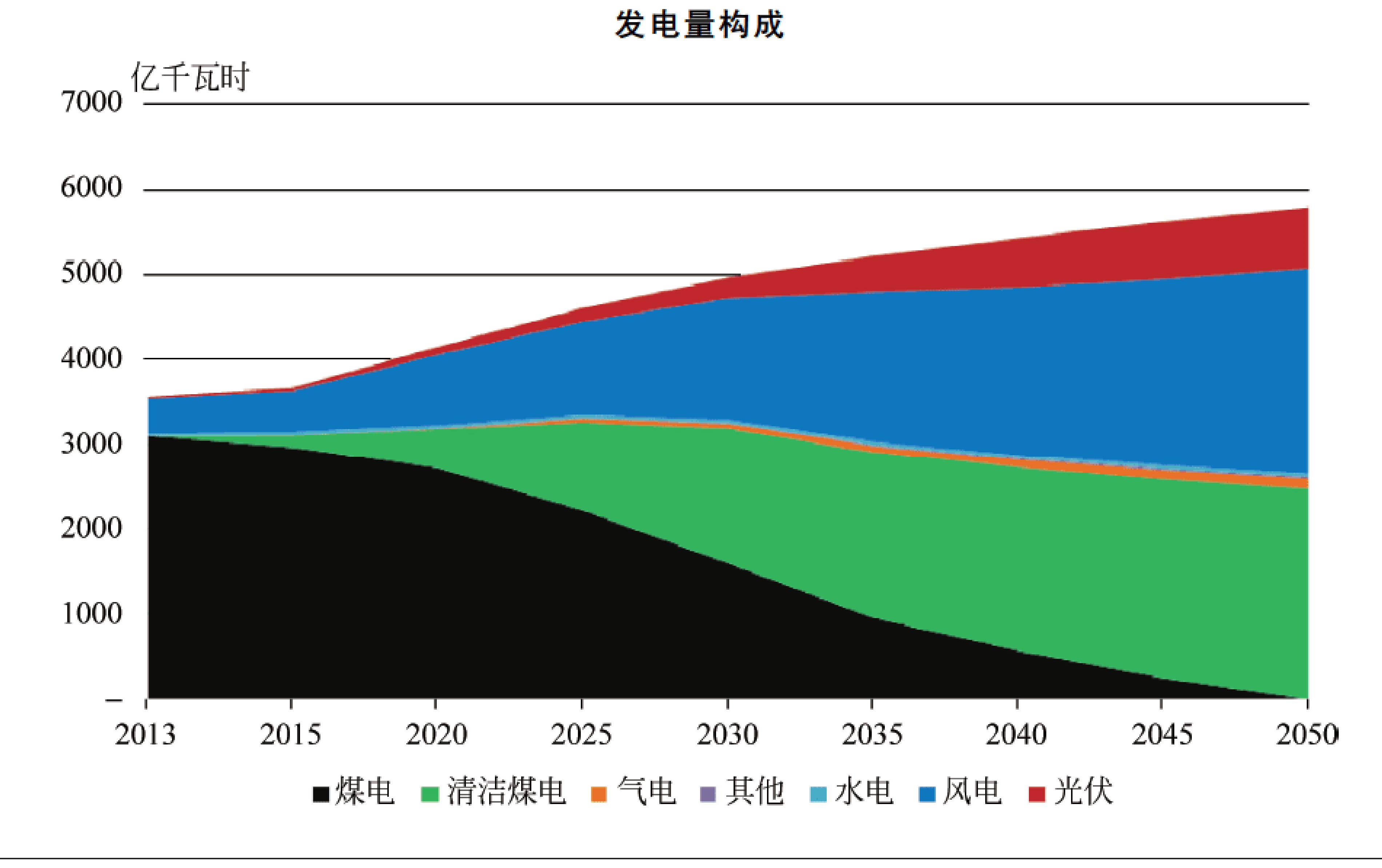
指标	单位	2020	2030	2050
GDP 增长率	%	7.0	5.1	2.5
二氧化碳排放	亿吨	6.5	6.9	6.6
单位 GDP 能耗	吨标准煤/万元	1.0	0.6	0.3
能源消费总量	万吨标准煤	25895	27903	27969
煤炭生产量	万吨	107056	108387	100682
煤炭外送量	万吨	65024	64818	60303
电力外送量	亿千瓦时	1686	2182	2793
清洁煤发电量	亿千瓦时	518	1643	2960
风力发电量	亿千瓦时	748	1210	1760

主要保障措施

1. 转变“唯 GDP”发展思路，兼顾经济发展与环境保护
2. 加强决策机制科学化，确立项目评估终身追责制
3. 能源开采与生态建设协调开展，环境脆弱区和生态功能区实行限制开发
4. 加大科技投入和人才引进，推进企业与研究机构的融合
5. 开源节流，修建水利设施，开发节水技术
6. 创新、完善投资融资机制和能源定价机制

图 7-2　内蒙古自治区能源经济发展路径(传统发展路径)

断完善以及电力市场改革，内蒙古可再生电力有望在此进入发展的快车道，2025 年可再生发电量占总发电量超过 28%，2030 年达到 35%，2050 年达到 55%，可再生电力成为内蒙古能源供应体系中的重要组成部分。到 2030 年煤炭产量减少至 9 亿吨左右，到 2050 年进一步减少至 8.6 亿吨(见图 7-3)。



主要指标

指标	单位	2020	2030	2050
GDP 增长率	%	6.2	4.0	1.5
二氧化碳排放	亿吨	6.1	6.1	5.5
单位 GDP 能耗	吨标准煤/万元	1.0	0.6	0.4
能源消费总量	万吨标准煤	24644	25521	24888
煤炭生产量	万吨	102075	98540	86191
煤炭外送量	万吨	63167	60810	52422
电力外送量	亿千瓦时	1646	2125	2808
清洁煤发电量	亿千瓦时	465	1595	2475
风力发电量	亿千瓦时	836	1430	2420

主要保障措施

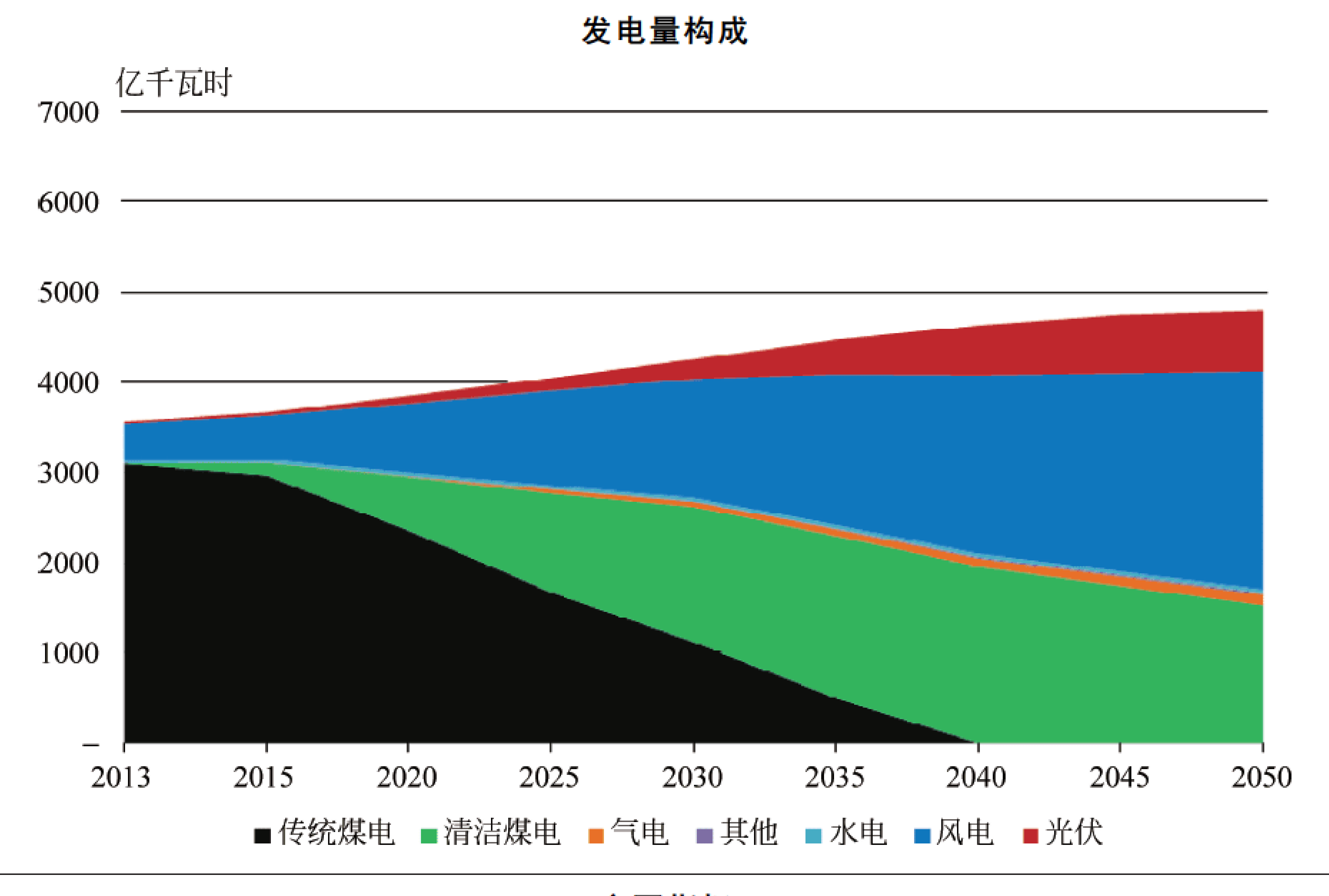
1. 转变发展思路,不走东北三省、山西的老路,改善能源结构
2. 加强决策机制科学化,防止可能的项目无序建设
3. 可再生能源开发与生态修复协调开展
4. 加大科技投入和人才引进
5. 规划部署的同时尽量减少风能、太阳能等的生态影响
6. 执行国家政策,创新投资融资体制机制,吸收社会资金

图 7-3　内蒙古自治区能源经济发展路径(清洁发展路径)

在“创新能源经济发展路径”下,内蒙古能源发展战略不仅关注能源供应,同时也注重自身能源供需平衡以及二氧化碳减排。在此情景下,内蒙古能源需求在 2013 年实现能源消费峰值,未来 20 年将保持在这一水平附近。通过持续压缩煤炭产能等方式,减少煤炭产量,保持区内外煤炭供需平衡,到 2020 年煤炭产量压缩至 10 亿吨以下,2030 年减少到 9 亿吨,2050 年减少至 7 亿吨以下。由于煤炭外部市场需求的减少,煤炭外送量也随之减少,2020

年为 6 亿吨，2030 年为 5.5 亿吨，2050 年进一步减少至 4.5 亿吨。在能源创新驱动下，内蒙古清洁煤电技术得到大力推广，2020 年达到 16%，2030 年达到 35%，2040 年所有煤电装机全部实现高效率和低污染运行。在严控煤炭和煤电的同时，内蒙古可再生能源仍然得到很好的发展，并且可再生电力比重进一步提高，2020 年可再生电力占比 23%，比 2015 年提高 8 个百分点，2030 又提高 14 个百分点，达到 37%，而 2050 年实现 65%的可再生能源发电（见图 7-4）。

发电量构成



主要指标

指标	单位	2020	2030	2050
GDP 增长率	%	5.5	3.2	1.2
二氧化碳排放	亿吨	6.0	5.7	4.7
单位 GDP 能耗	吨标准煤/万元	1.0	0.7	0.4
能源消费总量	万吨标准煤	24158	23732	21522
煤炭生产量	万吨	99025	90621	74231
煤炭外送量	万吨	61212	55351	45818
电力外送量	亿千瓦时	1412	1626	2167
清洁煤发电量	亿千瓦时	600	1500	1533
风力发电量	亿千瓦时	770	1320	2420

主要保障措施

1. 转变依赖煤炭的发展思路，经济、环境、社会协调发展
2. 追求绿色 GDP
3. 优先考虑保护与修复，再考虑开发
4. 加大科技投入和人才培养，建立国际化研发中心
5. 以生态环境保护为一切工作出发点
6. 保障金融业健康发展的同时，设立环境保护和修复基金

图 7-4　内蒙古自治区能源经济发展路径（创新发展路径）

在现实中,内蒙古自治区很可能因各种内外部因素而需分时段同时考虑三条路径。起初,由于发展惯性,可能依旧需沿着“传统发展路径”走几年,但同时要尽快过渡到以“清洁能源发展路径”为主,而且,要为“创新发展路径”做准备,尽早放弃“传统发展路径”,摆脱以煤为产业链的“路径依赖”模式。把一部分精力转移到强化和提升农牧业和旅游业上。农牧业的核心是发展现代化农场和畜牧场,并打造多个类似“西贝莜面村”的下游产业链条。旅游业的核心是提升旅游业的层次和水平。

附表 1　内蒙古自治区能源经济主要指标(传统能源经济发展路径)

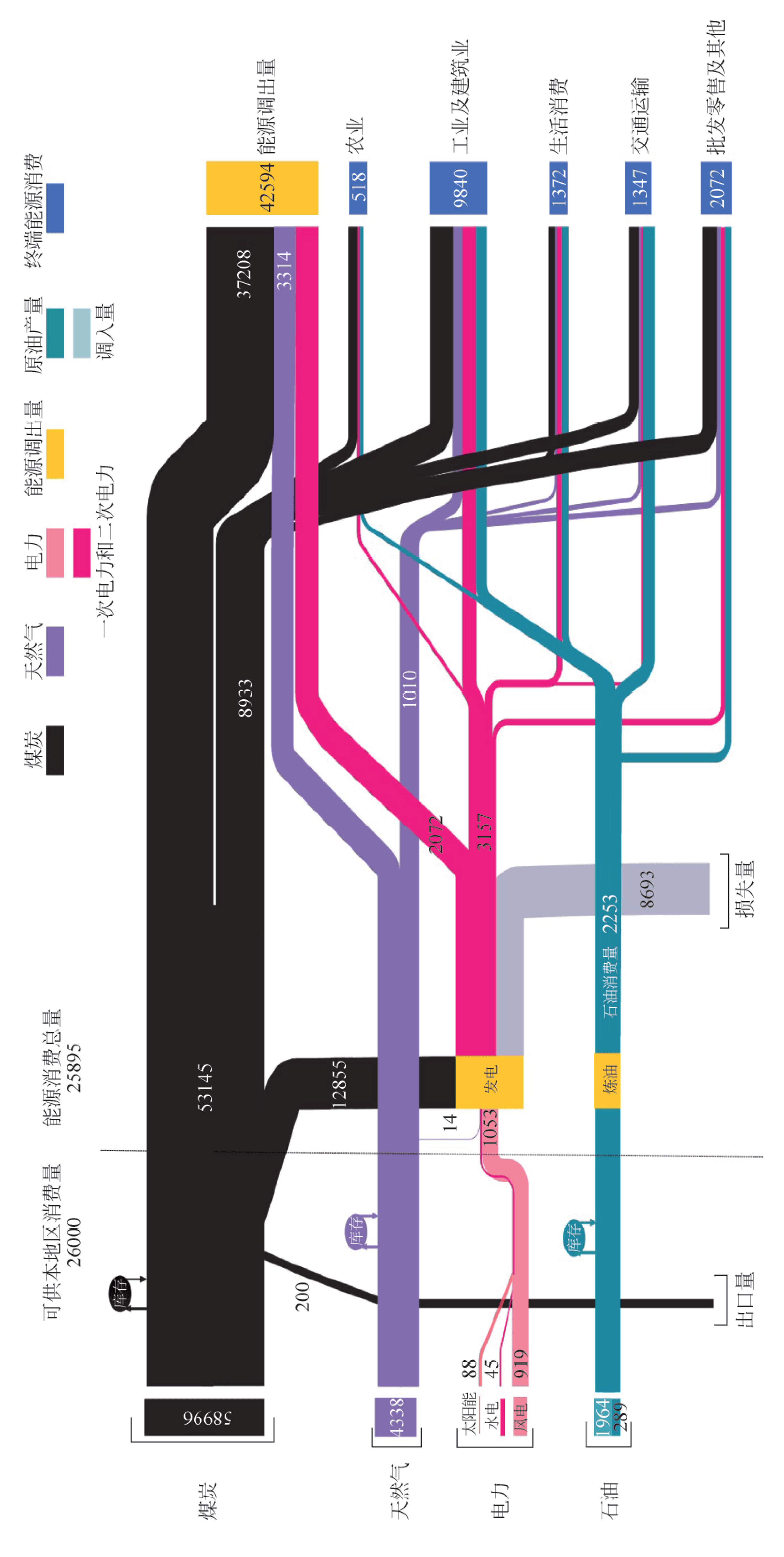
指标	单位	2013	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GDP 增长率	%	9.0	7.4	7.0	6.2	5.1	4.5	3.8	3.1	2.5
总人口	万人	2498	2522	2576	2630	2684	2731	2782	2836	2877
城镇化率	%	58.7	59.1	61.4	63.6	65.9	68.1	70.3	72.8	74.9
二氧化碳排放	亿吨	5.8	6.1	6.5	6.8	6.9	7.0	7.0	6.8	6.6
能源消费总量	万吨标准煤	22657	24037	25895	27216	27903	28466	28967	28535	27969
煤炭	%	87.6	85.9	84.1	82.3	80.9	79.8	77.6	76.2	74.8
石油	%	7.7	8.0	8.7	8.7	8.7	8.7	8.6	8.5	8.4
天然气	%	2.5	3.3	3.9	5.2	6.4	7.0	7.9	8.1	8.3
一次电力	%	2.2	2.8	3.3	3.8	4.0	4.5	5.9	7.2	8.5
能源生产总量	万吨标准煤	62262	63000	66000	67500	68500	69000	68500	67000	67000
煤炭	%	91.6	90.5	89.4	88.3	87.2	86.1	85.0	83.9	82.8
石油	%	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
天然气	%	5.8	6.2	6.6	7.0	7.4	7.8	8.2	8.6	9.0
一次电力	%	2.2	2.9	3.6	4.3	5.0	5.7	6.4	7.1	7.8
电力	亿千瓦时	3567	3670	4255	4814	5237	5559	5842	5990	6020
传统煤电	亿千瓦时	3103	2971	2873	2574	2140	1556	1102	823	613
清洁煤电	亿千瓦时	—	137	518	1080	1643	2220	2608	2813	2960
风电	亿千瓦时	422	485	748	990	1210	1408	1606	1716	1760
光伏	亿千瓦时	19	36	72	115	173	269	384	468	480

附表 2　内蒙古自治区能源经济主要指标(清洁能源经济发展路径)

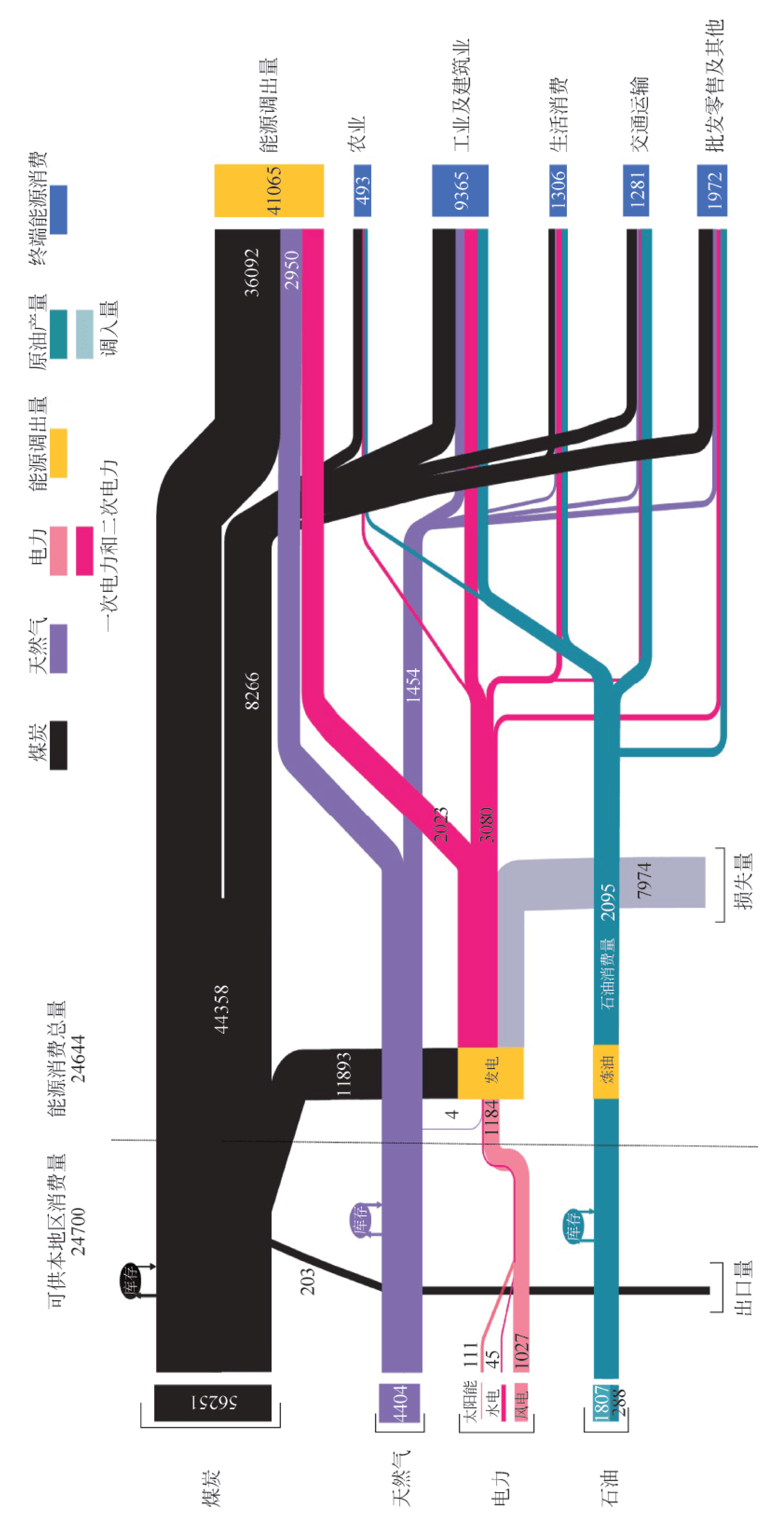
指标	单位	2013	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GDP 增长率	%	9.0	7.4	6.2	5.1	4.0	3.0	2.5	2.0	1.5
总人口	万人	2498	2522	2576	2630	2684	2731	2782	2836	2877
城镇化率	%	58.7	59.5	62.4	65.4	68.3	70.8	72.5	74.3	76.6
二氧化碳排放	亿吨	5.8	6.1	6.1	6.1	6.1	6.0	5.9	5.8	5.5
能源消费总量	万吨标准煤	22657	24037	24644	25141	25521	25906	25776	25520	24888
煤炭	%	87.6	85.9	81.8	78.2	76.6	74.3	73.1	72.1	70.3
石油	%	7.7	8.0	8.5	8.5	8.5	8.4	8.3	8.1	7.9
天然气	%	2.5	3.3	5.9	6.6	7.3	7.8	8.3	8.6	8.7
一次电力	%	2.2	2.8	3.8	6.7	7.6	9.5	10.3	11.2	13.1
能源生产总量	万吨标准煤	62262	63000	64000	65000	65500	65000	64300	63700	62600
煤炭	%	91.6	90.5	87.9	85.4	82.9	80.9	78.9	77.4	75.9
石油	%	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
天然气	%	5.8	6.2	6.7	7.2	7.7	8.2	8.7	9.1	9.6
一次电力	%	2.2	2.9	5.0	7.0	9.0	10.5	12.0	13.0	14.1
电力	亿千瓦时	3567	3670	4152	4607	4963	5216	5428	5621	5792
传统煤电	亿千瓦时	3103	2972	2717	2216	1596	955	569	249	—
清洁煤电	亿千瓦时	—	136	465	1050	1595	1960	2160	2340	2475
风电	亿千瓦时	422	485	836	1100	1430	1760	1980	2200	2420
光伏	亿千瓦时	19	36	90	156	240	420	576	672	720

附表 3　内蒙古自治区能源经济主要指标（创新能源经济发展路径）

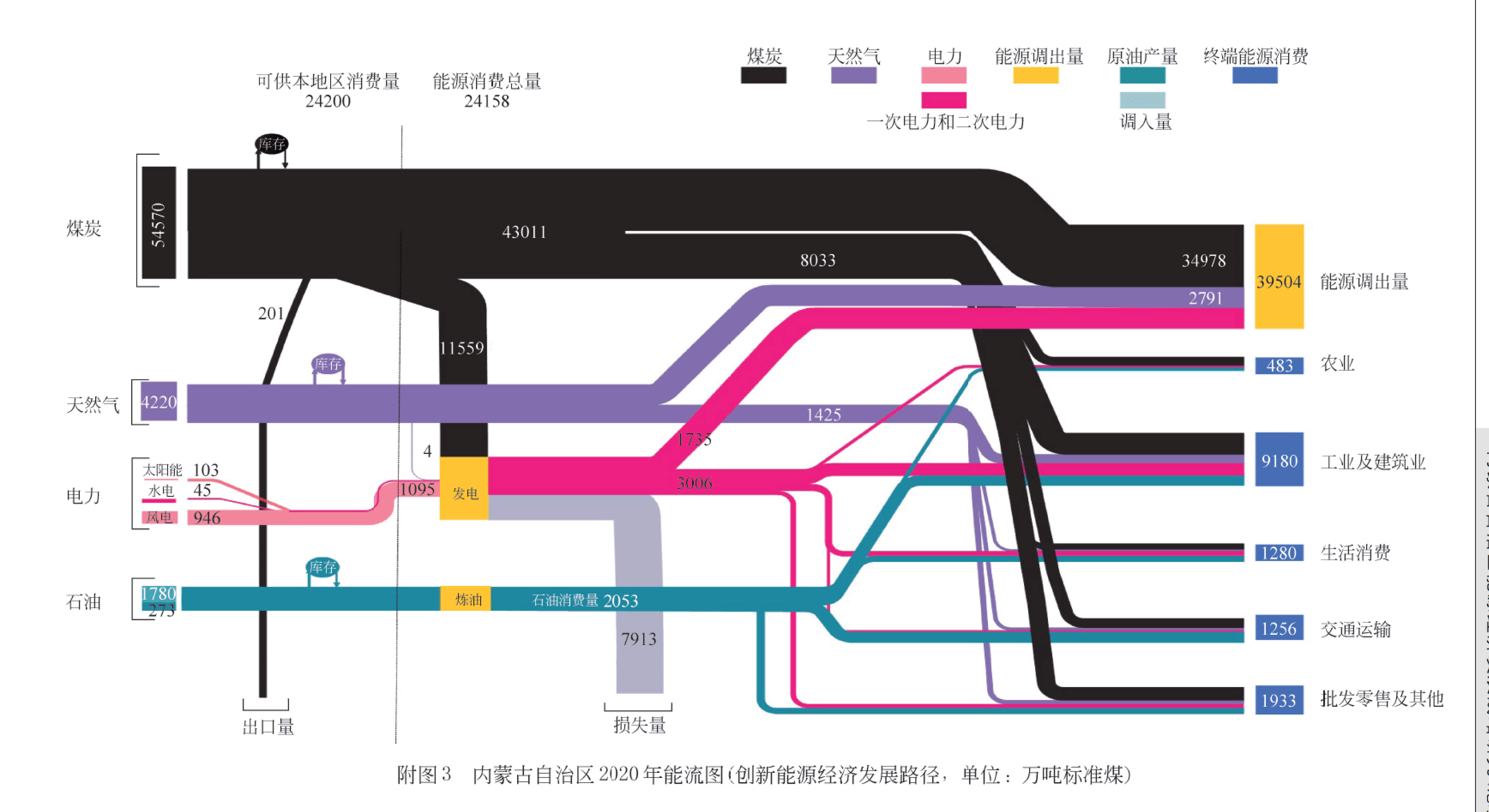
指标	单位	2013	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GDP 增长率	%	9.0	7.4	5.5	3.8	3.2	2.6	2.0	1.8	1.2
总人口	万人	2498	2491	2492	2493	2495	2496	2497	2495	2494
城镇化率	%	58.7	59.9	63.5	67.1	70.7	73.1	76.8	79.9	82.5
二氧化碳排放	亿吨	5.8	6.1	6.0	5.8	5.7	5.4	5.2	4.9	4.7
能源消费总量	万吨标准煤	22657	24037	24158	23971	23732	23261	22743	22180	21522
煤炭	%	87.6	85.9	81.1	78.9	77.0	74.3	72.4	70.3	68.4
石油	%	7.7	8.0	8.5	8.5	8.5	8.4	8.3	8.1	7.9
天然气	%	2.5	3.3	5.9	6.6	7.3	7.8	8.3	8.6	8.7
一次电力	%	2.2	2.8	4.5	6.0	7.2	9.5	11.0	13.0	15.0
能源生产总量	万吨标准煤	62262	63000	62500	62000	61000	59000	58000	57000	55000
煤炭	%	91.6	90.5	87.3	84.7	81.9	79.1	77.0	75.6	74.4
石油	%	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
天然气	%	5.8	6.2	6.8	7.3	7.9	8.5	9.1	9.6	10.2
一次电力	%	2.2	2.9	5.5	7.5	9.8	12.0	13.5	14.3	15.0
电力	亿千瓦时	3567	3670	3857	4054	4261	4478	4637	4754	4802
传统煤电	亿千瓦时	3103	2972	2359	1675	1123	501	—	—	—
清洁煤电	亿千瓦时	—	136	600	1100	1500	1800	1962	1747	1533
风电	亿千瓦时	422	485	770	1056	1320	1672	1980	2200	2420
光伏	亿千瓦时	19	36	84	138	216	384	552	648	672



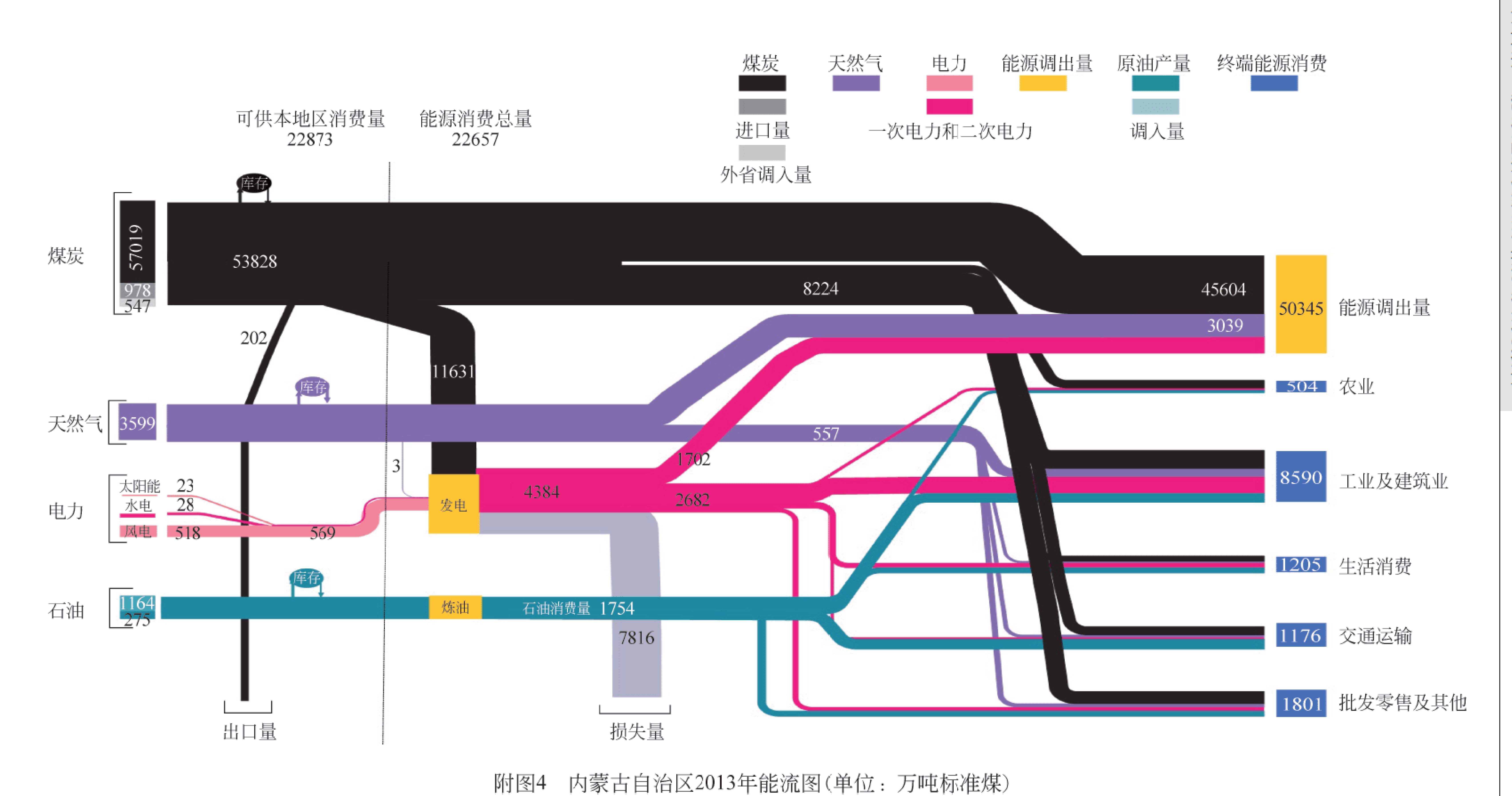
附图1　内蒙古自治区2020年能流图（传统能源经济发展路径，单位：万吨标准煤）



附图2　内蒙古自治区2020年能流图(清洁能源经济发展路径，单位：万吨标准煤)



附图3　内蒙古自治区2020年能流图（创新能源经济发展路径，单位：万吨标准煤）



附图4　内蒙古自治区2013年能流图(单位：万吨标准煤)

分报告一

内蒙古自治区煤炭发展战略研究

报告说明

第一章介绍了我国及内蒙古自治区煤炭发展形势。煤炭是我国最主要的能源消费产品。随着我国煤炭消费总量控制路线图的提出，未来5～10年全国煤炭需求增速将逐渐放缓。内蒙古自治区煤炭资源丰富，截至2013年底区内累计探明煤炭资源总量3857亿吨，居全国首位，但煤炭质量较全国水平低。内蒙古自治区也是我国重要的煤炭调出地和进口接续地。煤炭调出量占全区煤炭生产量的63%左右，全区煤炭使用量仅占煤炭生产量的1/3。目前全国性的煤炭产能过剩使内蒙古自治区面临大力调整产业结构的挑战。由于存在煤炭开采中资源浪费严重、煤炭综合利用水平低、煤炭深加工产品少、开发利用中危及环境等问题，内蒙古自治区煤炭发展亟待合理规划开发利用方案。

第二章分析了内蒙古自治区的煤炭供需平衡情况。在供给方面，内蒙古自治区煤炭资源潜力巨大、保证程度高、可供性较强。区内煤炭产地区位适中，对保障周边地区的煤炭供应有重要作用，未来还将建成全国最大的电力生产基地。内蒙古自治区在煤炭资源基础储量、煤炭产业、火力发电能力和煤炭净调出等方面在全国均具有显著的比较优势。在需求方面，预计未来内蒙古自治区当地煤炭的需求量呈增长趋势，但增速将逐渐放缓。在消费结构方面，终端行业煤炭需求量占比将逐步降低，加工转换煤炭需求量占比，特别是发电用煤需求量占比将明显升高。

第三章阐述了煤炭开发利用总体战略思路、战略目标、战略重点和战略措施。内蒙古自治区煤炭生产应遵循供应安全、节能优先、清洁利用、总量控制的发展原则，构建高效、清洁、安全的煤炭供应和消费模式，建立安全生产保障程度高、资源综合利用效率高、经济效益好、综合竞争能力强的现代煤炭产业。

在煤炭安全低碳开发利用的战略思路下，第四章提出了战略重点。其一是建设大型现代化煤炭基地，保障煤炭安全稳定供应；其二是加强建设清洁低碳的煤电基地，推广节能减排技术，促进煤炭高效低碳利用；其三是科学安排煤炭生产量和调出量，控制内蒙古自治区煤炭消费量；其四是提升煤炭工业的经济竞争能力。

第五章进一步说明了煤炭开发利用中合理控制规模、安全生产监督、生态环境保护的保障措施。具体来说，要尽快完成煤炭行业整改工作，积极开展煤炭重大科技研究，实现动力煤100%洗选，推进洁净煤发电技术路线，实现建设世界一流煤炭企业的目标。

第一章　我国及内蒙古自治区煤炭发展形势

1.1　我国未来煤炭发展形势分析

过去10年，随着西部大开发、振兴东北、中部崛起、开发环渤海经济区等区域发展战略的陆续实施和新农村建设的持续推进，我国工业化、城市化进程逐步加快，国内需求和出口保持快速增长。经济的快速扩张直接带动了能源需求特别是煤炭需求的增长。我国煤炭消费保持相对稳定的增长态势，煤炭市场价量两旺，煤炭价格保持连续升势。但是从2011年第四季度以来，受全球性金融危机、欧债危机以及经济增长逐步转换等因素的影响，我国经济增速下行明显，导致煤炭需求总体上保持稳步增长，但增速放缓。

展望未来5～10年，我国经济增速虽会有所回落，但总体仍处于较快增长阶段，能源需求仍将保持持续增长。煤炭是我国最主要的能源消费产品，由于能源结构调整是一个长期过程，预计“十二五”期间煤炭需求仍将呈持续增长趋势，“十三五”时期受能源结构调整和经济增速进一步回落影响，预计煤炭需求增速将会进一步放缓。

本节对我国煤炭发展形势进行分析，有助于更好把握内蒙古自治区煤炭发展的大环境。

1.1.1　煤炭消费将大幅度降低

我国未来煤炭开发利用发展的形势是，2015年煤炭生产能力将达到41亿吨/年，煤炭调出省区净调出量将达到16.6亿吨，其中晋陕蒙宁甘地区15.8亿吨，主要调往华东、京津冀、中南和东北地区，少量调往川渝地区(煤炭工业发展“十二五”规划)。煤炭在我国能源消费总量中所占比重将进一步下降，2020年这一比重将降至62％以内，一次能源消费总量将控制在48亿吨标准煤左右，煤炭消费总量控制在42亿吨左右(国家能源局监管总监谭荣尧)。在这种情景下，有研究结果显示(许伟，2011)，如果非化石能源规划能够如期完成，而且天然气发展继续保持较快速度，到2020年全国煤炭占一次能源的比重将降至57％左右，即到2015年，我国煤炭消费总量达到37.3亿吨，2020年达到38.6亿吨；如果考虑到发展新能源的规划不能够如期完成，天然气的发展速度也低于预期，到2020年煤炭占比将保持在62％～65％，即2015年和2020年，我国煤炭消费总量预计将分别达到36亿～38.5亿吨和42亿～43.5亿吨。

1.1.2　发电用煤需求将持续上升

我国煤炭消费主要是工业用煤、动力用煤以及炼焦用煤。从工业终端用煤看，由于“十一五”期间“上大压小”“淘汰落后”等节能减排措施的实施，用煤工艺和设备得到更新改造，全国的工业终端部门的煤炭消费量占比从2000年的31％降至2009年的22％，呈下降趋势。从发电用煤看，随着电力持续增长，发电用煤占比从2000年的40.8％上升至2009年

的47.8%。考虑到火电煤耗进一步下降的空间将逐步缩小,我国发电用煤占比预计将继续保持上升趋势。炼焦用煤量和下游钢铁生产密切相关,2011年下半年以来,由于全国钢材需求疲软,钢材价格大幅下跌,钢铁企业出现集体亏损。而且,随着我国住宅和基建投资逐步接近峰值,钢铁、水泥等行业的用煤将会随之减少。上述状况都将导致炼焦用煤的增速明显放缓甚至下降。

1.1.3 东部用煤需求将逐步下降

我国煤炭消费的重点地区在东部沿海地区。但是,随着东部沿海发达地区的经济增速逐步放缓,同时部分中西部地区,由于产业转移和固定资产投资力度增大,对煤炭的直接或间接消耗迅速上升,导致东部沿海地区的煤炭消费比重逐步下降,其中发电用煤从2002年的56%降至2010年的51%。另外,随着能源生产布局特别是火电布局向煤炭资源地的调整,也使得东部地区的煤电消费比重逐步下降。在2000—2009年期间,珠三角地区的火电装机容量占全国装机的比重从11.1%下降到9.1%,环渤海地区则从22.7%降至19.7%。

1.1.4 煤炭进口量持续增加,进口格局将发生较大变化

2005年之前我国一直是煤炭出口大国,"十五"中后期以来,随着我国进入新一轮经济增长周期,重化工业快速发展,煤炭进口量开始逐年增加,出口量趋于下降。到了2008年,我国已经开始成为煤炭净进口国,而且进口量和净进口量均持续快速增长。到2013年,我国煤炭进口量已达到32708万吨,比2003年增加了31625万吨;净进口量达到31957万吨,比2003年增加了40267万吨。我国煤炭进口来源较为广泛,海关数据显示,2013年我国煤炭主要进口来源是:印度尼西亚、澳大利亚、俄罗斯、蒙古、朝鲜和越南,这6个国家的进口量,占当年全部进口量的88.15%。此外,从加拿大、美国、南非和哥伦比亚等国也进口了一定数量的煤炭。

未来我国煤炭进口格局将发生较大变化。有研究结果显示(邓郁松,2012),从印度尼西亚和越南的煤炭进口量将趋于下降。由于印度尼西亚的煤炭储产比已降到世界主要产煤国的最低水平,印度尼西亚开始逐步加强对煤炭出口的控制,预计未来其煤炭出口量会明显下降;越南的煤炭资源也非常有限,未来不能成为我国稳定的煤炭进口来源。俄罗斯和澳大利亚将成为我国未来5～10年中重要的煤炭进口国。2013年,俄罗斯对我国煤炭出口量已达到2728万吨,占当年我国煤炭进口量的8.3%。澳大利亚是世界上重要的煤炭资源国、生产国和出口国,2013年,我国从澳大利亚进口的煤炭量为8819万吨,占当年我国煤炭进口总量的27%。蒙古和哈萨克斯坦等新兴煤炭生产国对华出口潜力巨大。蒙古尽管目前煤炭产量较低,但是其储量比较大,未来煤炭具有增产潜力。由于蒙古距离我国较近,陆路交通方便,可成为未来我国重要的煤炭进口来源国。需要注意的是,蒙古、哈萨克斯坦均处于我国北部,靠近我国煤炭主产区和煤炭调出区,因此,蒙古、哈萨克斯坦等国煤炭进入中国市场,必须考虑到煤炭流通的影响。

1.1.5 严格控制煤炭消费总量已有了实施路线图

随着我国各地大气污染防治行动计划细则出台,治污降霾目标措施均已形成,并以省级政府名义发布。这些政府文件的共同议题是严格控制煤炭消费总量。并且,严格的能源消

费总量控制将在“十三五”及中长期发展中得到落实。国家能源局正启动2020年控制煤炭消费比重在60%以下的可行性研究。

在国家最新出台的大气污染防治目标的要求下,《中国低碳发展报告(2014)》提出了我国煤炭消费总量控制的未来路线图,从“十二五”开始,先行在空气污染严重的京津冀、长三角、珠三角三大重点区域进行试点;“十三五”期间的2016—2020年,结合国家大气污染防治战略,将试点范围扩大到其他大气污染防治重点区域;2020—2030年,结合温室气体排放控制需求,择期在全国范围内全面推行煤炭消费总量控制。

目前,上海、江苏、浙江提出2017年实现煤炭消费总量负增长;广东的目标是2017年煤炭占比下降到36%以下,珠三角地区实现负增长;江西、重庆的目标是煤炭占比降至65%以下;湖北提出煤炭占比降至60%以下。环境保护部更严格的限制是,至2017年底,京津冀鲁四省市将削减煤炭消费8300万吨,其中,北京市削减1300万吨,天津市削减1000万吨,河北省削减4000万吨,山东省削减2000万吨。在治污降霾、经济结构调整的大环境下,加上中组部政绩考核体系的变化,地方纷纷调整GDP增速目标。全国有至少22个省区下调2014年GDP增速目标。在上述列举的省份中,只有广东保持8.5%经济增速目标不变,其余省市均下调了今年的预期目标。

1.1.6　煤炭产能过剩,煤价大幅降低

受国际经济低迷以及国内经济增速放缓影响,煤炭需求大幅下滑,加上产能的释放以及进口煤的低价冲击,导致煤炭价格连续下跌,港口库存急增,煤炭企业盈利能力大幅下滑,陷入了煤炭供过于求的危机中。2012年我国煤炭社会库存首次突破了3亿吨,达到3.44亿吨,而2013年的产能过剩形势将更加严重,据研究估算(21世纪网),2013年煤炭行业的社会库存可能将高达5亿吨。根据国家统计局公布的数据,2013年前两个月,营业收入在500万元以上的煤炭企业,利润同比下降34.86%,部分大型企业出现亏损,亏损企业的比例已从去年同期的18%上升至23%。秦皇岛港市场煤炭价格显示,2012年的煤价变化与2013年的煤价变化有显著不同,2012年煤价基本保持平稳,各种发热量煤种的煤炭价格与去年同期价格相比,除4500大卡/千克发热量的煤炭价格稍有下降(降幅1.7%)之外,其他发热量煤种的煤炭价格比去年同期价格或持平、或有小幅上升(升幅0.6%),总体上看,煤炭价格与去年相比基本保持平稳。而2013年的煤价发生明显变化,各种发热量煤种的煤炭价格比去年同期有大幅下降,下降幅度在23%~27%。其中,4500大卡/千克发热量的煤炭价格为450元/吨,比去年同期价格615元/吨下降了27%;5000大卡/千克发热量的煤炭价格为540元/吨,比去年同期价格715元/吨下降了25%;5500大卡/千克发热量的煤炭价格为630元/吨,比去年同期价格820元/吨下降了23%;5800大卡/千克发热量的煤炭价格为665元/吨,比去年同期价格880元/吨下降了25%。

1.2　内蒙古自治区煤炭发展形势

1.2.1　内蒙古煤炭资源丰富

内蒙古自治区煤炭资源富集,内蒙古自治区12个盟市均赋存煤炭资源,含煤面积约13万平方公里,占全区国土面积(118万平方公里)11%左右。截至2013年底,内蒙古自治区

累计探明煤炭资源总量3857亿吨，居全国首位。区内12个盟市均有煤炭赋存，东部呼伦贝尔627亿吨、锡林郭勒978亿吨、通辽82亿吨，这三个地区均以褐煤为主；鄂尔多斯2018亿吨，以长焰煤、不黏煤为主；乌海31亿吨，以焦煤为主；阿拉善盟18亿吨，以无烟煤为主。内蒙古自治区主要煤田有：神东煤田、准格尔煤田、伊敏煤田、霍林河煤田、胜利煤田、白音华煤田。内蒙古自治区煤炭资源储量情况见表1-1。

表1-1　内蒙古自治区煤炭资源储量情况　　（单位：亿吨）

指标	资源储量	煤质	占比%
探明煤炭资源量	3856.8		
蒙东	1687		44.9
呼伦贝尔	626.57	褐煤为主	16.7
锡林郭勒	978.46	褐煤为主	26.1
通辽	81.97	褐煤为主	2.2
蒙西	2066.3		55.1
鄂尔多斯	2017.51	长焰煤、不黏煤为主	53.8
乌海	30.58	焦煤为主	0.8
阿拉善	18.21	无烟煤为主	0.5

资料来源：内蒙古自治区国土厅（王剑民）。

内蒙古自治区全区煤炭资源共勘查煤盆地103个，查明矿区500余处，累计查明煤炭资源储量3765.35亿吨，预测资源量4315.3亿吨，位居全国首位。内蒙古自治区大多数煤田具有构造简单、煤层稳定、厚度大、埋藏浅、易于露天开采、资源潜力大等特点，十分有利于整装开发、规模化开采。煤层厚度以特厚、厚和中厚为主，适于建设大型、特大型矿井的一、二、三等的资源储量丰富。其中侏罗系延安组适于建设大型、特大型矿井。

国家批复内蒙古自治区矿区总规划年产20亿吨。内蒙古自治区有煤种调剂需求，年需1000万吨焦煤等煤种的调剂量。

内蒙古自治区煤炭资源品种从褐煤到无烟煤均有分布，品种较为齐全。其中以褐煤与不黏煤为主，分别占40.78%与40.69%；长焰煤、弱黏煤、焦煤、贫煤等在内蒙古自治区也均有储藏，分别占总储量的15.06%、0.41%、2.82%、0.07%。内蒙古自治区鄂尔多斯地区的不黏煤低硫、低灰、低有害杂质、中高热值，且具有良好的加工工艺性能，素有“天然精煤”之称；褐煤主要集中在呼伦贝尔、锡林郭勒及通辽等地，赋存条件好，具有良好的转化性能，是煤化工产业的良好原料。内蒙古自治区煤炭开发利用的主要区域为鄂尔多斯市、锡林郭勒盟和呼伦贝尔市，这三个区域的共同特点是煤炭资源储量丰富，特别是具有良好的煤层赋存和开采条件；煤层的厚度大，覆盖层浅，适合大型露天或大型机械化井工开采，具有资源回收率高、工效高、生产成本低的特点。（王锋正，郭晓川，内蒙古自治区煤炭资源产业比较优势研究，煤炭经济研究，2010年3月第3期）

1.2.2　煤炭开发供应增长迅猛

在2000年至2012年期间，内蒙古自治区煤炭生产量从7247万吨增至2012年的

104191 万吨，年均增速高达 25%；煤炭进口量从 2005 年的 249 万吨增至 2012 年的 2211 万吨，年均增速高达 37%。2010—2012 年，内蒙古自治区煤炭产量和进口量的增速有显著下降，分别在 15%左右和 16%左右，煤炭消费量的年均增速也基本保持在 16%的水平上。

内蒙古自治区是煤炭调出大省，煤炭调出量占其煤炭生产量的 63%左右，比山西（占比 75%）和陕西（占比 32%）的煤炭调出量都高，是全国煤炭调出量最高的省份。内蒙古自治区煤炭出口量和调出量从 2000 年的近 1350 万吨增至 2012 年的 6.5 亿吨，年均增长速度达到 38%（见表 1-2）。

表 1-2　内蒙古煤炭供应情况　（单位：万吨）

	2000	2005	2010	2012	2000—2012 增速	2012 占比
生产量	7247	25608	78665	104191	25%	100%
进口量		249	1639	2211	37%	2.1%
外省调入量			870			
出口量	198		590	183	−1%	0.2%
本省调出量	1350	12734	49905	65500	38%	63%
年初年末库存差额	117	584	121	438	12%	0.4%
煤炭当地可供量	5817	13707	27017	36621	17%	35%

内蒙古自治区原煤产量构成显示：无烟煤占比仅有 1%，烟煤占比 61%，低热值的褐煤占比较高，达到 38%。与全国的煤炭构成相比，反映出内蒙古自治区的煤炭质量较全国水平低，全国煤炭的构成是：无烟煤占 17%，烟煤占 74%，褐煤仅占 9%。

全区建成投产的洗选煤厂 176 处，洗选能力为 5.26 亿吨，原煤洗选量 3.44 亿吨，洗选率仅为 32%。

内蒙古自治区的煤炭年末库存量很小，库存量占生产量的比例为 0.2%，几乎是全国各省中占比最低的省份，全国库存量占比为 1.6%。

内蒙古自治区煤炭的运输量很大，煤炭销售运量占销售总量的 75%，由此可见，内蒙古自治区煤炭的运输能耗和运输成本都相应较高。内蒙古自治区煤炭运输条件较好，其中大部分煤炭矿井有直通铁路的运输条件，其煤炭运量的比例达到 91%；需要经短途集运后再铁路运输的煤炭占比是 7%；其余约有 1.5%的煤炭是外运条件困难的。

1.2.3　煤炭产能处于壮年期

2013 年内蒙古自治区煤炭产能达到 100476 万吨，其地域分布是：蒙西占 72%，其中鄂尔多斯市就占总产能的 65%，乌海市占 5%，包头和阿拉善盟分别占 1%和 2%；蒙东占 28%，其中锡林郭勒占 11%，呼伦贝尔占 8%，通辽和赤峰分别占 5%和 3%。在内蒙古自治区煤矿产能中，井工矿产能 54921 万吨（占 55%）；露天矿产能 45555 万吨（占 45%）。煤矿产能的地域分布：西部地区的煤矿总产能是 72740 万吨，其中井工矿产能 47495 万吨（占 65%）；露天矿产能 25245 万吨（占 35%）。鄂尔多斯市是西部地区重要的产煤市，其井工矿产能为 42930 万吨（占 66%），露天矿产能为 21930 万吨（占 34%）。东部地区的煤矿总产能

是27736万吨，其中井工矿产能7426万吨(占27%)；露天矿产能20310万吨(占73%)。锡林郭勒盟和呼伦贝尔是东部地区重要的产煤市，其井工矿产能分别为885万吨(占8%)和3806万吨(占47%)，露天矿产能分别为10345万吨(占92%)和4360万吨(占53%)。

在2013年内蒙古自治区煤矿总产能中，生产煤矿产能有66881万吨(占67%)，技改煤矿有13125万吨(占13%)，新建煤矿20470万吨(占20%)。

按照《内蒙古煤炭企业兼并重组工作方案》，2005年内蒙古自治区煤炭工业开始实施整顿关闭和整合技改战略。截至2007年末，内蒙古自治区煤矿数量减少到606处，设计的年生产能力5.89亿吨，其中1000万吨以上的特大型矿井14处，设计年生产能力2.19亿吨，占总生产能力的37.2%；年产30万吨以上、1000万吨以下的大中型矿井有502处，设计年生产能力3.58亿吨，占总生产能力的60.8%。2009年，新增煤炭生产能力达到20400万吨，平均矿井生产能力超过120万吨/年，煤矿开采工艺实现了由房柱式炮采向长壁综合机械化开采方式转变，综合机械化生产水平超过90%，资源回收率达到60%以上。2012年全区煤炭生产企业降到365户，生产煤矿653座，其中中央企业所属煤矿60座、产能3.48亿吨；外省企业所属煤矿60座、产能0.85亿吨；地方民营企业所属煤矿443座、产能4.59亿吨。2013年，入选中国煤炭企业煤炭产量50强的内蒙古自治区企业有12家，这12家千万吨级煤炭企业的煤炭产量达到3.84亿吨，占内蒙古自治区煤炭总产量的37%左右。

内蒙古自治区煤炭产业的集中度较高。目前建成千万吨级以上的现代化煤矿17座、生产能力2.76亿吨，占总产能的30%；120万吨以上煤矿产能占总煤矿产能的70%，煤矿平均生产能力达到150万吨。形成亿吨级企业1个，5000万吨级企业3个，千万吨级以上企业15个，总生产能力5.42亿吨，占煤炭企业总数和产能的4.1% 和 60%。内蒙古自治区所有煤矿全部采用综合机械化开采工艺，对新建煤矿提高准入门槛，全部为120万吨以上大型现代化煤矿。目前，全区采煤机械化程度达到90%以上，矿井资源回收率达到60%以上，露天矿资源回收率达到90%以上，煤矿百万吨死亡率为0.031，采煤工艺、自动化控制、安全生产均居行业领先水平。

按照“重组方案”，内蒙古自治区煤炭企业兼并重组的具体目标是，在2012年底之前，年生产能力在45万吨以下的煤矿将全部退出市场。并规定2013年底，生产规模在120万吨/年以下的煤炭生产企业将全部退出市场。资源、产能将进一步向工艺和管理现代化水平高、安全生产有保障、与市场对接紧密的优势企业发展。到2013年地方煤矿数量由现在的353家减少为80～100家。通过兼并重组，在地方煤矿中形成1～2家亿吨级、5～6家5000万吨级、15～16家千万吨级的煤炭企业，最终形成营业收入超百亿元的煤炭企业20家。

2013年内蒙古自治区煤炭企业的产能状况表明，央属企业总产能为43476万吨(占43%)，地方企业产能为57000万吨(占57%)。在央属企业中神华集团的煤炭产能最大，达到20695万吨，占内蒙古自治区煤炭总产能的21%。

2012年内蒙古自治区总的煤炭产量10.6亿吨，其中烟煤产量6.45亿吨、褐煤3.39亿吨、焦煤0.61亿吨、无烟煤0.15亿吨。内蒙古自治区重点煤炭企业生产原煤6.28亿吨，占全区原煤总产量的59.1%。内蒙古自治区主要央属煤炭企业的产能占比见图1-1。(内蒙古自治区煤炭局)

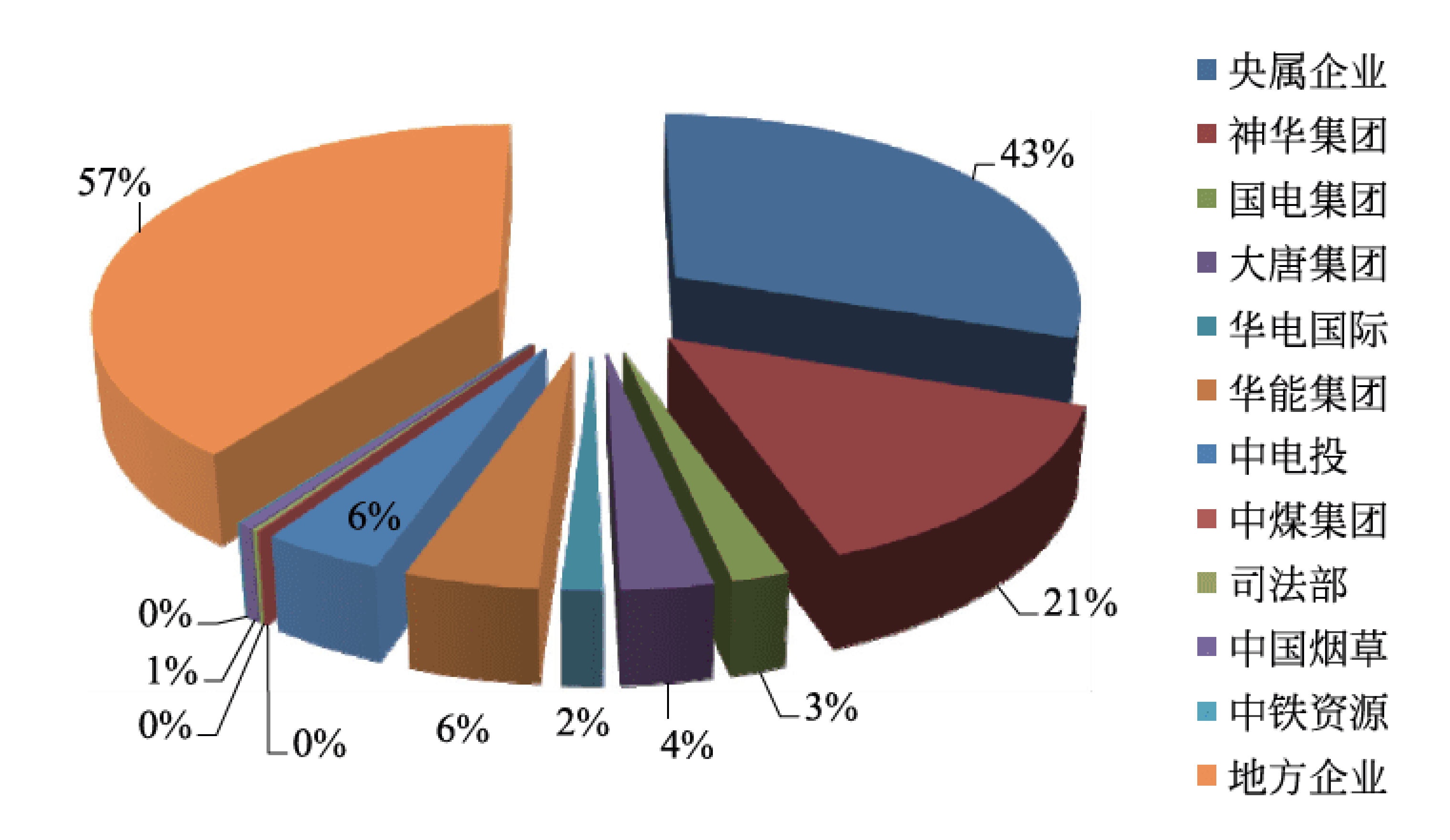


图 1-1　内蒙古主要央属煤炭企业产能占比情况

1.2.4　内蒙古是我国最大的煤炭调出省和重要的进口接续地

内蒙古自治区从 2005 年开始进口煤炭，并且进口量迅速增加，从 2005 年的 249 万吨增长到 2010 年的 1639 万吨和 2012 年的 2211 万吨，7 年间煤炭进口量增长了近 9 倍。来自蒙古国的煤炭进口量占内蒙古自治区煤炭产量的 2%，蒙古国进口煤炭的 85%～90%是焦煤，焦煤是内蒙古自治区的稀缺煤种。甘其毛都和策克口岸是内蒙古自治区煤炭进口的两条主要通道，其煤炭进口量占内蒙古自治区全部进口量的 49%。2013 年前 7 个月，蒙古国对中国的原煤出口总额从 2012 年同期的 11 亿美元下滑到 5.82 亿美元，降幅近 50%，出口量也较同期降低 20%以上，从 2012 年的 1000 万吨减少到 2013 年的 800 万吨。随着近年来中国煤炭市场总体需求减弱，中蒙煤炭贸易面临困境，由于蒙古国煤炭价格坚挺，其价格竞争优势被削弱，2013 年蒙古国煤炭丧失了中国第一进口国地位。目前内蒙古自治区很多煤炭进口企业由于无利润空间已停止煤炭运营。

内蒙古自治区统计资料显示，2005 年内蒙古自治区年出口煤炭量近 200 万吨，2010 年的煤炭出口量增至 590 万吨。内蒙古自治区统计局的煤炭平衡表数据分析显示，内蒙古自治区还是我国重要的煤炭调出地，历年来内蒙古自治区的煤炭产量均远大于其消费量。在不考虑煤炭的进出口、库存和损耗情况下的粗略估算显示，近 10 年来，内蒙古自治区的煤炭调出量增长迅猛，从 2000 年的 1508 万吨增长到 2012 年的 67570 万吨，2012 年的煤炭调出量是 2000 年的 45 倍之高，煤炭调出量的年均增速高达 37%。如此大量的煤炭调出量，对内蒙古自治区的资源合理开发、运输设施建设以及环境和生态保护都带来了巨大的压力。

1.2.5　内蒙古煤炭主要用于发电

内蒙古自治区全区的煤炭使用量仅占煤炭生产量的 1/3，2012 年达到 3.66 亿吨。全区消耗的煤炭主要用于终端部门和能源加工转换行业。2012 年用于终端部门的煤炭消费量为 7312 万吨，仅占内蒙古自治区煤炭消费总量的 20%。终端部门的煤炭消费结构是工业占 40%(2943 万吨)，生活、服务业和交通运输部门占 60%。按照消费量由大到小排序的话，居民生活、冶金行业、化工行业、非金属行业、批发零售业和交通运输业是主要的煤炭消费行业(见表 1-3、表 1-4)。2012 年内蒙古自治区用于能源加工转换行业的煤炭消费量达到

2.9亿吨,占内蒙古自治区煤炭消费总量的比例高达80%。其中有2亿吨的煤炭用于发电,用于发电的煤炭消耗量占内蒙古自治区煤炭消费总量的比例逐年升高,从2005年的45%增至2012年的55%。其次是炼焦行业的煤炭消费,达到3832万吨,占内蒙古自治区煤炭消费总量的10%;再次是供热行业,其煤炭消耗量占比达到7%。

表1-3　内蒙古煤炭消费情况　　(单位:万吨)

	2000	2005	2010	2012	2000—2012增速	2012占比
能源消费总量	5710	13944	27004	36620	17%	100%
(一)终端消费量	1845	4472	6333	7312	12%	20%
1. 农、林、牧、渔业	75	128	272	385	15%	1%
2. 工业	1420	2888	2684	2943	6%	8%
3. 建筑业	31	77	257	165	15%	0%
4. 交通运输	100	182	200	482	14%	1%
5. 批发零售业	38	187	1094	1165	33%	3%
6. 其他服务业	38	178	406	436	23%	1%
7. 生活消费	143	833	1421	1735	23%	5%
(二)能源加工转换消费	3864	9472	20671	29309	18%	80%
发电	2566	6277	13953	20262	19%	55%
供热	366	808	1817	2252	16%	6%
炼焦	126	1590	3010	3832	33%	10%
制气		2	7	9	24%	0%
炼油及油制品			212			0%
煤炭洗选损耗	806	794	1672	2955	11%	8%

来源:基于内蒙古统计年鉴的数据分析。

表1-4　2012年内蒙古细分行业能源消费情况

	煤炭消费量(万吨)	煤炭消费占比(%)
消费总量	36620	100
电力、热力生产和供应业	19617	54
煤炭开采和洗选业	3455	9
石油加工、炼焦加工业	2989	8
非金属矿物制品业	1957	5
化学原料和化学制品制造业	1915	5
生活消费	1735	5
黑色金属冶炼加工	1345	4
批发零售业	1165	3
交通运输仓储业	482	1

来源:基于内蒙古统计年鉴的数据分析。

从内蒙古自治区煤炭消费总量的结构看，多一半的煤炭用于发电（占 55%），有 10%的煤炭用于炼焦，8%的煤炭用于工业生产，9% 的煤炭用于居民生活和服务业，还有 6%的煤炭用于供热。从内蒙古自治区煤炭消费构成的变化趋势看，工业用煤的占比明显下降，从 2005 年的 21%降至 2012 年的 8%。发电用煤占比明显升高，由 2005 年的 45%升至 2012 年的 55%，其他行业的用煤占比变化不大。由此可见，内蒙古自治区煤炭用途的变化趋势显示，发电行业的煤炭消耗量增长迅速。

过去 10 年，内蒙古自治区能源消费量伴随经济发展呈现显著增长状态，从 2002 年的 8429 万吨标煤增至 2012 年的 64027 万吨标煤，年均增长速度达到 22%。在能源消费量中，绝大多数是煤炭消费，煤炭消费量在总消费量中的占比始终保持在 92%以上，尽管其占比呈逐年下降趋势，但是 10 年间占比仅下降了 5 个百分点。由此可见，内蒙古自治区的一次能源消耗对煤炭有极强的依赖性，非煤能源在近 10 年才逐渐得到利用，目前其数量仍少得可怜。要想改变内蒙古自治区能源对煤炭的依赖性，仍需要在一个较长的时期内不断付出努力。

1.3　国家整体煤炭供需形势下内蒙古煤炭发展面临的挑战

1.3.1　全国性产能过剩使内蒙古面临大力调整产业结构的挑战

目前，全国煤炭产能供大于求，煤炭出现库存积压状况，使煤炭行业内部竞争加剧，煤炭企业陷入危机中。未来几年，主要产煤区晋陕蒙宁地区将有 5 亿～6 亿吨的产能释放出来，供大于求的矛盾将更加突出。在此情景下，煤炭产业将迎来新一轮的调整，行业内部竞争更趋激烈。能够在危机中把握机遇的企业将逆势而上，煤电一体化和煤化工一体化的企业竞争优势更加明显，部分企业将退出市场。（内蒙古自治区煤炭工业发展基本情况）

与此同时，全国钢铁、水泥、平板玻璃、煤化工、多晶硅、风电设备等六大行业也出现产能过剩或重复建设问题。由于上述产业中很多是内蒙古自治区着力培育的优势特色产业，因此，“十二五”时期内蒙古自治区产业结构面临着进一步调整的严峻挑战。对于煤炭行业来说，这些行业的产能过剩直接导致煤炭消费的低迷，严重影响内蒙古自治区区内的煤炭供需平衡。

1.3.2　内蒙古煤炭面临着在严控煤炭消费总量大环境下求生存的挑战

内蒙古自治区煤炭发展有待重新调整煤炭供需平衡及合理规划开发利用方案。在国家最新出台的大气污染防治目标要求下，严格控制煤炭消费总量将在“十二五”“十三五”及未来中长期发展阶段得到落实，首先在空气污染严重的京津冀、长三角、珠三角三大重点区域实施高强度的煤炭消减措施。上述地区都是内蒙古自治区煤炭的主要调往地区（除珠三角外），由此可见，严格控制煤炭消费总量措施的实施，不但会对内蒙古近年来迅速增高的煤炭产能造成一定影响，而且，也加剧了内蒙古与其他产煤省在煤炭调出方面的竞争，内蒙古自治区煤炭发展面临着在严控煤炭消费总量大环境下求生存的机遇，内蒙古自治区煤炭发展有待重新调整煤炭供需平衡及合理规划开发利用方案。

内蒙古自治区煤炭发展应追求高质量的煤炭开发利用。随着内蒙古自治区煤炭产业发展规模的逐年扩大，煤炭产业对内蒙古自治区工业发展的贡献率也逐年提高。2001 年内蒙古自治区煤炭产业增加值在工业总增加值中的占比达到 9.2%，2005 年占比提高到 15%，

2010年提高到19%,2012年提高到26.3%。由此可见,内蒙古自治区的煤炭产业对其经济发展扮演着越来越重要的作用。但是,值得提出的是,在全国低碳经济发展和严控煤炭消费的大环境下,煤炭产业的贡献不仅要讲求数量,更重要的是讲求质量,即要追求一种以煤炭高效、低碳和清洁化开发利用为基本条件下的贡献率。

1.3.3 内蒙古面临着基础设施承载能力不足的挑战

内蒙古自治区作为国家"西煤东运"的重要基地,目前铁路外运能力不足2.5亿吨,运能缺口达2亿多吨。运输通道设施与运力需求之间有较大差距,面临承载力不足的挑战。全区公路、铁路路网密度分别是全国平均水平的33.0%和85.8%,高等级公路仅占全区公路总里程的11.1%。目前,内蒙古自治区大部分煤炭企业以运定产,每年约有5000万吨的煤炭产能得不到有效运输。由于铁路运力不足,导致公路超载、堵车等交通问题长期存在,由此又衍生出环保、节能等许多新的问题。另外,内蒙古自治区是我国煤炭基地、火电基地和电力输送的重要区域,但是电网建设一直滞后。现有的500千伏电网输送能力不能满足大范围电力资源优化配置和电力市场的要求。从全国经济发展的大局出发,内蒙古自治区有必要加强电网建设,在互动电网、智能电网的建设方面走在前面。

1.3.4 内蒙古煤炭开发利用面临着工程性缺水与资源性缺水挑战

据统计,呼和浩特、包头、满洲里、二连浩特等14座城市水资源存在供需矛盾,广大农村牧区有近300万人需要解决饮水问题。内蒙古自治区煤炭开采和发电面临着工程性缺水与资源性缺水并存的挑战,水资源短缺的矛盾直接限制了内蒙古自治区未来煤炭开采和加工规模的扩大以及煤电发展。

1.4 内蒙古煤炭发展存在的问题

内蒙古作为我国煤炭第一大省与发达国家相比在煤炭的综合利用率上差距还很大。一是煤炭洗选比例较低,品种结构不合理,资源浪费严重。大量的煤炭未经加工就直接进入市场。原煤比例过高造成了商品煤质量和产品附加值低,同时也加大了煤炭企业的经营风险。同时,对于露天煤矿开采,由于煤土剥离过程中大量煤土混合物被抛弃,造成煤炭资源浪费。二是煤炭产业链短,转化率不高。在内蒙古煤炭技术的限制下,电厂多采用亚临界机组,煤化工技术也普遍不成熟,不仅浪费资源,还造成大量的碳排放。三是在集群化开发中,各煤炭企业存在恶性竞争。随着煤炭产能过剩,煤炭价格持续下滑,许多大型煤炭企业依靠其自身实力,为争夺煤炭定价权肆意压低煤价,甚至赔钱卖煤,造成大量煤炭资源价值流失。四是煤炭产业集中度和规模化程度低,尤其严重的是大部分整体矿区由于是多个主体企业开采,造成严重的资源浪费。

1.4.1 煤炭开采中资源浪费严重

据测算,内蒙古自治区每开采1吨煤就要消耗2.5吨的煤炭资源,同时约损耗与煤炭资源共生、伴生的铝矾土、硫铁矿、高岭土、耐火黏土等矿产资源达8吨,损耗地下水资源2.54吨。2008年环境保护部统计数据显示,全国采煤沉陷区面积达到8420平方公里,其中内蒙

古自治区采煤沉陷区面积达到330平方公里。但是在以经济发展为重的思想下，这种资源浪费并没有引起相关部门的足够重视，煤炭开采所引起的资源浪费现象依然严重。同时，这种对资源的过度开采，也使得今后由煤炭生产所引起的环境补偿费用逐步增加，今后全区仅矿区塌陷治理费以及植被再生费就需要上百亿元。

1.4.2　煤炭转化和综合利用水平低，产品结构不合理

内蒙古自治区的煤炭就地转化主要涉及电力和煤化工行业，2012年内蒙古自治区电力和煤化工消耗煤炭2.7亿吨，就地转化率仅为25%。全区建成投产的洗选煤厂176处，涉及洗选能力为5.26亿吨，原煤洗选量3.44亿吨，洗选率仅为32%。

内蒙古自治区区内煤炭转化量占比很低。全区煤炭消耗主要集中在传统电力和煤化工行业，二者合计的转化率仅为20%左右，现代煤化工仍处于试验示范阶段，产能和产值占全行业的比重不到25%，煤炭深度转化的增值效益没有充分体现。煤矸石利用率只有15%，焦炉煤气和煤焦油深加工利用率不足30%，低于全国15个百分点。准格尔矿区年产高铝煤1亿吨左右，周边就地发电用煤4000万吨，产生高铝粉煤灰1200万吨，相当于每年浪费400多万吨的氧化铝。

内蒙古自治区煤炭资源长期形成了原料输出模式，以生产原煤为主，原煤深加工能力严重不足。目前就总体水平来看，内蒙古自治区煤炭深加工量不足原煤总产量的3%。造成附加值较低、经济效益较低，这种煤炭经济增长模式严重制约了内蒙古自治区经济的可持续性发展。

1.4.3　煤炭产业集中度和规模化程度低

内蒙古煤炭产业集中度和规模化程度低，尤其严重的是大部分整体矿区由于是多个主体企业开采，造成严重的资源浪费。

如总报告中图2-1所示，锡林郭勒盟主体矿区由众多中小型煤炭企业开采。多主体开采造成企业生产成本高、资源利用效率和企业市场竞争力低、污染防控能力差等，影响内蒙古资源优势向产业优势、经济优势的转化。

1.4.4　煤炭央企对地方经济的贡献度下降

根据调查，央企煤炭生产企业2009年在内蒙古自治区生产的原煤占到了全区原煤总量的一半以上，实现煤炭收入上千亿元。但是，央企煤炭生产企业将收入中的所得税部分(所得税率现为25%)划归中央财政，而留给地方财政的仅为增值税部分(增值税率已上调至17%)所得收入，中央和地方收益相差了近30%，央企对内蒙古自治区地区经济的贡献度较低。

1.4.5　煤炭开采、储运和利用过程中环境问题严重

内蒙古自治区煤田井下开采、露天开采，铁路与公路的施工以及工业场地、居民点的建设，都会直接构成对地表形态与地表植被的破坏，内蒙古自治区煤田的大规模开发加剧了对生态环境的破坏，危及草原、江河、水库、湖泊等环境。

大量铁路、公路货运量被运煤占用，排放煤尘至少15万吨。煤炭经过洗选一般可去除

60%以上的灰分和50%的黄铁硫矿。发达国家原煤全部入洗,洗选效率大于95%,而内蒙古自治区的原煤入洗率仅为32%,平均洗选效率不足85%。

内蒙古自治区煤炭利用仍然以燃烧为主,主要城市呈明显的煤烟型污染。对于煤炭化工产品的开发,工艺落后,跑冒滴漏严重,生产条件恶劣,能耗物耗大,产品质量低。如高温煤焦油是复杂有机物的混合物,现已分离鉴定出400多种,发达国家焦油的加工率达70%以上,而内蒙古自治区大部分煤焦油未经加工而烧掉。内蒙古自治区作为煤炭资源大省,其煤炭储运和利用过程中的环境问题尤为突出,已经严重制约了内蒙古自治区煤炭工业的进一步发展。

第二章　内蒙古自治区煤炭供需平衡分析

2.1　煤炭开发和供应规模分析

2.1.1　煤炭开发竞争优势分析

（1）内蒙古自治区煤炭资源潜力大、保证程度高

内蒙古自治区煤炭资源潜力巨大，煤炭资源储量的规模在不断扩大，煤炭资源的保证程度较高。随着勘查程度的提高，还会不断新增资源储量，资源储量的级别也会大幅提升。总之，内蒙古自治区煤炭矿产资源可供性较强（见表 2-1）。

表 2-1　内蒙古 2000 年、2005 年、2010 年、2011 年煤炭资源储量、产量及静态基础储量服务年限统计

年　份	2000	2005	2010	2011
煤炭保有资源储量/亿吨	2120	2327	3577	3690
煤炭保有基础储量/亿吨	733	756	769	369
原煤产量/亿吨	0.73	2.56	7.87	9.79
静态基础储量服务年限/年	1004(638)	295(228)	98	38

注：()内的数字为全区该年保有储量所换算的保证服务年限。

来源：郝俊峰 2013。

（2）内蒙古自治区对保障周边地区煤炭供应有重要作用

内蒙古自治区煤炭开发有区位优势。依据中国煤炭资源“井”字型分布格局，内蒙古自治区煤炭产地位于“井”字型的地理中心，区位适中。有专家分析显示（田山岗），内蒙古自治区在区域自然地理、人文地理方面均具有中位特征，即内蒙古自治区处于我国的地理空间中位、地势中位、气候中位、人口密度中位。除此之外，内蒙古自治区的煤炭销售价格和煤炭开发成本也呈现中位特征，即内蒙古自治区煤炭资源经济也具有中位特征。

由于地理位置处于中位，蒙西地区一直是京津冀地区煤炭的传统供应地，对保障周边地区的煤炭供应起着重要作用。目前，蒙西地区输出的煤炭，除有少部分通过港口运到华东地区外，基本上全部运到京津冀地区，京津冀地区的煤炭消费主要依赖于蒙西的煤炭供应。2012 年内蒙古自治区通过铁路输出到北京、天津和河北的煤炭分别为 121 万吨、475 万吨和 8264 万吨，内蒙古自治区向京津冀提供的煤炭量是内蒙古自治区煤炭总输出量的 34.4%。内蒙古自治区煤炭除了调出到京津冀外，更多的煤炭调入到了辽宁、吉林和黑龙江。2012 年内蒙古自治区向东三省输出的煤炭量达到 16299 万吨，占内蒙古自治区煤炭输出总量的 63.3%。

（3）内蒙古自治区将成为国内重要的电力外供地区

煤炭长距离运输是我国煤炭供应体系的特点之一。但是，随着煤炭消费量的增加，大量的煤炭运输不仅会增加交通运输部门的能耗和污染排放，煤炭运输的单向性也使国内交通

运输体系的效率降低。运输能力也成为制约煤炭供应的重要因素。发展坑口电站，把煤炭就近转化成电力，变输煤为输电，是我国能源发展战略的组成部分。国家规划：未来新增煤矿坑口电站将占全国新建燃煤火电装机容量的近 50%。全国已经规划的 6 个大型火电基地中，涉及内蒙古自治区的有 3 个，其中 2 个在内蒙古自治区境内，分别是蒙东煤电基地和锡林郭勒煤电基地。跨省区的“三西”煤电基地在蒙西煤炭产区有一部分。蒙东煤电基地将依托蒙东的煤炭（褐煤）生产电力，向东北老工业基地输电。锡林郭勒煤电基地以胜利、白音华矿区为依托，向京津地区和河北南网输送。蒙西煤电基地是“三西”煤电基地的一部分，目前已经是北京地区重要的外供电源，未来蒙西向北京和华北电网的供电量还会有大幅度增加。除了直接向东北、华北供电外，蒙西地区还靠近国家“西电东送”北通道的送电枢纽，远期蒙西的电力将有可能适当向华东地区输送。

综上所述，内蒙古自治区有较强的能源综合实力。从地理区位、资源储量、开发条件、输送条件等因素综合评价，内蒙古自治区的能源开发价值和意义在全国各省区中首屈一指。内蒙古自治区将凭借其优势，逐步建成未来中国最重要的战略能源基地。内蒙古自治区作为国家的能源战略基地，一是要在国家能源构成中占有一定的份额，二是煤炭的持续开采时间要足够长，可以支撑国家的长远发展。内蒙古自治区作为能源大省，对实现上述要求有一定实力和优势。按照内蒙古自治区规划，到 2010 年，内蒙古自治区不但煤炭年产量要超过山西，成为全国最大的煤炭生产基地，还要建成全国最大的电力生产基地。国家“十一五”能源规划列出的 14 个煤炭生产基地，蒙东、蒙西就在其中。

（4）内蒙古自治区煤炭资源产业发展的比较优势明显

在区域经济学中，通常用区位商来判断一个产业是否构成地区专业化部门。本研究根据比较优势理论中的区位商分析方法，设计“优势率”指标作为判定内蒙古自治区煤炭资源比较优势的数量指标，从而分析和确定其煤炭资源的比较优势结果。比较优势指标的确定，为内蒙古自治区把握煤炭资源产业可持续发展方向、制定煤炭资源保护和开发利用政策以及调整产业结构等提供理论指导和决策依据。为有效对比分析内蒙古自治区煤炭资源产业的比较优势，本研究根据我国煤炭资源储量分布情况，选取了山西省、陕西省、贵州省、河南省等煤炭资源相对富集的五省区作为比较对象，从煤炭产业链的角度，即“煤炭资源储量→原煤产量→火电发电量”来研究内蒙古煤炭资源产业的比较优势率。同时对两个时点 2005 年和 2010 年的优势程度指标加以比较，得出内蒙古煤炭资源产业比较优势的变动趋向。分析结果见表 2-2。

区位商是一个以全省或全国产业结构的均值作为参照系来判断区域产业的专业化、特色化能力和水平的指标。因此，区位商指标能够衡量某个产业（或产品、资源储量等）在全国的优势地位。当某产业的区位商大于 1 时，就说明该产业在该地区专业化程度超过全国，在全国范围内具有比较优势，同时也意味着该产业的产出除满足本地区需求外，还能够对外提供产品或服务；当区位商等于 1 时，说明该产业的专业化程度和全国水平相当；但当某产业的区位商小于 1 时，说明该行业的专业化水平低于全国，它在全国同产业竞争中不具有优势，因此不可能是优势产业。区位商的计算公式是：

$$LQ_{ij} = \frac{e_{ij} \Big/ \sum_{i=1}^{n} e_{ij}}{\sum_{j=1}^{m} e_{ij} \Big/ \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{m} e_{ij}} \tag{2-1}$$

其中,LQ_{ij}为i地区j产业的区位商;e_{ij}为i地区j产业的产值;$\sum_{i=1}^{n} e_{ij}$为全省或全国j产业的产值;$\sum_{j=1}^{m} e_{ij}$为i地区的工业总产值;$\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{m} e_{ij}$为全省或全国的工业总产值。$LQ_{ij}$越大,说明该产业的专业化程度越高,比较优势越明显。如果产业的区位商大于1.5,则该产业在当地具有明显的比较优势。

表2-2　内蒙古自治区煤炭资源和煤炭产业发展优势率分析

	内蒙古	山西	陕西	河南	贵州
2003年煤炭资源基础储量比较优势率%	12.45	14.81	4.46	0.72	4.23
2007年煤炭资源基础储量比较优势率%	10.23	14.20	3.90	0.61	3.21
2005年煤炭产业比较优势率%	4.83	12.04	2.34	3.41	2.76
2010年煤炭产业比较优势率%	6.00	12.01	3.97	1.78	4.93
2005年优质煤炭比较优势率%	0.66	1.05	1.05	1.05	1.05
2010年优质煤炭比较优势率%	0.68	1.10	1.10	1.10	1.10
2005年火力发电能力优势率%	1.20	1.20	1.10	1.16	0.89
2010年火力发电能力优势率%	1.13	1.24	1.16	1.21	0.88
2005年煤炭净调出量优势率%	1.13	1.39	0.84	0.07	0.40
2010年煤炭净调出量优势率%	1.25	1.23	0.99	−0.12	0.49

总体上看,山西省的煤炭资源基础储量、煤炭开采和洗选业工业产值、优质煤、火力发电能力以及煤炭净调出量的优势率均大于1,并且各项优势率均大于其他省份和自治区,这说明山西煤炭资源产业在全国具有显著的比较优势。与山西相比,内蒙古自治区除优质煤(褐煤占比较大)的优势率小于1外,其他各项优势率均大于1,所以确定内蒙古自治区煤炭资源产业在全国也具有显著的比较优势,在煤炭资源基础储量、煤炭产业、火力发电能力和煤炭净调出量方面,在全国均具备较强的比较优势。由于其各项比较优势率数值均低于山西而高于其他省份,所以其煤炭资源产业的优势率在全国来讲,也是低于山西省和高于陕西省、河南省和贵州省。

从煤炭资源基础储量比较优势的变化趋势看,2003年内蒙古煤炭资源基础储量的比较优势率为12.45,仅次于山西省的14.81。但到2007年,内蒙古煤炭资源基础储量的比较优势率表现出明显的下降,降幅达到2.22,分别高于山西、陕西、贵州、河南的降幅。由此看来,相比其他四省,内蒙古煤炭资源基础储量的比较优势呈现出更快的下降速度(王锋正等,2010),内蒙古自治区需要加强煤炭资源的勘探工作,减缓煤炭储量优势的衰减。从煤炭产业比较优势的变化趋势看,内蒙古自治区的煤炭开采和洗选业的产值优势率从2005年的4.83提高到2010年的6.0,有较大幅度的增加,而山西却表现出小幅度的下降。由此可见,在内蒙古自治区对煤炭开采与洗选企业进行装备更新改造和技术升级,使煤炭产业的优势不断增强,呈现出快速的发展趋势,表现出比较优势,将为内蒙古地区经济发展发挥更大的贡献作用。

从优质煤的比较优势的变化趋势看,内蒙古自治区由于褐煤占比达到1/3左右,优质煤占比均低于其他各省,并且低于全国的优质煤占比,因此,内蒙古在优质煤方面表现出劣势。

从火力发电能力比较优势的变化趋势看，内蒙古自治区的火电能力优势率从2005年的1.2降低到2010年的1.13，表现出降低趋势，而其他四个省份的火电能力优势率均为增加趋势。由此可见，内蒙古自治区应加强火电建设，尤其是要加强高效和清洁的火电机组建设，形成煤炭从资源开发到发电利用的高效产业链发展模式。

从煤炭净调出量优势率的变化趋势看，内蒙古自治区的煤炭净调出量优势率从2005年的1.13提高到2010年的1.25，表现出较好的发展趋势；而山西的煤炭净调出量优势率却表现出降低趋势。由此可见，内蒙古自治区的煤炭调出能力在全国有显著优势，并且这种比较优势与山西相比还表现出较好的发展趋势。

2.1.2 生态环保要求下的煤炭发展规模分析

(1) 煤炭开发对内蒙古自治区生态环境破坏的制约严重

煤炭开发对地表生态环境的负效应表现为：其一是煤炭采空区地表沉降、塌陷、水土流失，耕土层被破坏疏松，失去涵养水分功能，造成地面倾斜、开裂，使水田变旱田，造成农作物减产，或在地下水位较浅区域因积水而无法耕种。其二是煤矿掘进矸石、选煤厂矸石堆放压占土地；煤矿工业场地、道路及其他工业设施压占土地，使耕地面积减少。其三是煤矿开采过程中，向大气排放的矿井瓦斯（以甲烷为主，而甲烷是比 CO_2 的温室气体效应更强的气体）、CO 及 NO_x；地面储煤场、矸石堆放场自燃都可排放 SO_2。其四是煤炭运输通道两侧农作物受扬尘污染而减产，以及未按要求处理的矿区生活垃圾、炉渣、灰渣，也可造成土地污染和其他环境污染。其五是未经处理的矿井水对土壤和地表水的污染。对露天开采的煤矿区，除露天矿及其外排土场压占土地外，同样存在煤炭运输通道扬尘污染对农作物产量的影响。

上述煤炭开发对地表生态环境的负效应形成了内蒙古自治区煤炭规模化开发的制约因素，主要的制约因素概括起来包括：土地占用的制约因素、生态环境损害的制约因素、水资源缺乏的制约因素和水资源污染的制约因素。

内蒙古自治区煤炭资源开采对地面植被和生态环境的影响主要有两个方面：一是井工开采导致地面塌陷，地面植被遭到破坏，加速了土地沙漠化进程。二是露天开采对植被和土地的破坏更为严重，其开采过程中直接挖掘地面，破坏地表植被，造成水土流失，并使露天采矿的外排土场压占土地。

土地占用方面，煤炭开采和洗选过程产生的固体废物主要为矿井掘进矸石、选煤厂洗选矸石、露天矿剥离土岩等。煤矸石是煤矿生产排放量最大的固体废物，也是工业固体废物中产生量和堆积量最大的固体废物，煤矸石每年排放量占当年煤炭产量的10%～15%。煤矿开采中废弃物占压耕地或使植被遭受破坏，使矿区群众的生产生活受到很大的影响。目前内蒙古自治区80%的煤炭产量来自井工开采，这种方法造成的地表塌陷深度一般为煤层开采总厚度的0.7倍，塌陷面积可达到煤层开采的1.2倍。据此可以推算，内蒙古自治区每年会因煤炭资源的开采造成0.6万～1.0万公顷的地表塌陷。内蒙古自治区大多数露天矿采用外排土的方式进行开采，外排土压占土地面积约为挖掘土量的1.5～2.0倍。正常生产时，每采万吨煤排土场平均压占0.16公顷土地面积，预测内蒙古自治区露天矿产量达到0.8亿吨时，矿区排土场压占土地面积将达到1280公顷。有专家对内蒙古自治区锡林郭勒盟胜利矿区一号露天煤矿的水土流失状况进行研究和预测，其预测结果是，如不采取任何防

治措施，矿区在预测年限内（2004—2005 年建设期和 2006—2015 年运行期）可能造成土壤侵蚀量 31.8 万吨，其中建设施工期间因各类工程建设造成的土壤流失量 28.8 万吨，在运行期间造成的土壤流失量为 2.62 万吨（朱丽，2008）。

生态环境损害方面，内蒙古自治区地处“三北”，总土地面积 118.3 万平方公里，大部分地区属于干旱、半干旱地带。沙丘连绵的鄂尔多斯高原构成了内蒙古自治区地区生态环境脆弱的自然特点。内蒙古自治区一般年降水量小于年蒸发量，干旱问题十分突出。另外，降水存在的问题是季节分配不均，夏季降水量约占全年的 70%，易形成降雨成涝灾、无雨成旱灾。年降水变率大，多雨年比最少雨年的降水量可差 2～4 倍，不利于农业生产。内蒙古自治区的人均水资源量不足全国平均值的 1/4，水资源短缺，使本地区的生态环境十分脆弱，水土流失非常严重。

多年来，由于内蒙古自治区煤炭开发不顾生态环境的开发方式，使这一地区的生态环境进一步恶化。主要影响是：由于森林草地遭到破坏，土地失去了生态屏障，导致河川水源枯竭，水土流失日益严重，风沙尘暴日益加剧，旱涝灾害日益频繁。水利部 2002 年公告的第二次遥感监测结果表明，内蒙古自治区水土流失面积 74.48 万平方公里，占自治区面积的 63%，其中水力侵蚀面积 15.02 万平方公里，风力侵蚀面积 59.46 万平方公里，是全国水土流失面积第二大省区（见表 2-3）。内蒙古自治区环境监测中心站根据 2010 年卫星遥感监测结果，结合 2011 年对重点区域的实地核查，对全区生态环境质量进行分析评价。初步评价结果为：2010 年，内蒙古自治区全区总体生态环境质量等级为一般。具体来看，内蒙古自治区的巴彦淖尔市土地总面积 6.4 万平方公里，水土流失面积达 5.4 万平方公里，占总面积的 85%，每年土壤流失量达 1.9 亿吨。据不完全调查统计，目前，巴彦淖尔市共有造成水土流失较大的开发建设项目 450 多个，人为造成水土流失面积 600 多平方公里（中广网巴彦淖尔 2008）。

表 2-3　土壤侵蚀总量预测

发生位置		侵蚀类型	面积/hm^2	侵蚀年限/a	产生水土流失量/t	背景值/$t \cdot km^{-2} \cdot a^{-1}$	现状水土流失量/t	新增水土流失量/t
排土场	边被	水风复合	64.50	12	38547.96	200	6134.14	285538.76
	平台	风水复合	452.50	12	253124.94	910		
采掘场		重力侵蚀	404.53	12		1000	743.20	5722.64
工业场地		风蚀	37.16	2	5027.40	820	403.77	4623.64
铁路		水风复合	24.62	2	5186.68	780	396.24	4790.44
公路		水风复合	25.40	2	5186.68	780	396.24	4790.44
防排水系统		水风复合	21.08	2	4304.34	910	383.65	3920.68
其他附属设施		风蚀	31.50	2	6008.22	510	352.21	5656.01
合计			1061.29		315138.16		8691.00	309447.16

来源：朱丽，秦富仓．露天煤矿开采项目水土流失量预测——以内蒙古锡林郭勒盟胜利矿区一号煤矿为例，水土保持通报，2008.8。

内蒙古自治区水利厅的治理任务表明，2011 年内蒙古自治区要完成 650 万亩水土流失治理任务；“十二五”时期要新增水土流失治理面积 3250 万亩。

水资源短缺方面，内蒙古自治区经过多年努力在社会经济等各方面均得到了较快发展。相应地水资源开发利用程度也不断加大，表现为用水量迅速增长，水资源开发利用问题突出。目前，内蒙古自治区的水资源开发利用程度高于全国平均水平（25.4%），2009 年内蒙古自治区接近 50%，已远远超过世界干旱区平均水资源利用为 30%的水平。这样高强度的开发利用水资源，已引起了水资源枯竭和生态恶化等问题，如河流水量锐减、河道断流、内陆湖面积缩小。目前，鄂尔多斯市已存在 10 处地下水超采区，超采面积约 600km^2。

有专家对西部地区的水资源开发利用风险状况进行研究，其研究结果显示：内蒙古自治区 2009 年的水资源状况是：年均降水量 231.6mm；人均水资源量 1561m^3；单位面积水资源量 0.03m^3/m^2。水资源开发利用状况：水资源开发利用程度 48%；人均用水量 748m^3；单位农田灌溉量 356m^3/亩；生态用水比重 4.2%（杜朝阳）。对于整个西部地区来说，年降水量指标，甘肃、内蒙古自治区、宁夏和新疆地区风险值超过 0.95，属于极度风险，这些区域年降水量极少。人均水资源量指标，内蒙古自治区等其他省份风险值几乎达到 1.0，说明相对于西藏，这些地区的人均水资源量极少。单位面积水资源量指标，内蒙古自治区地区风险值接近 1.0，属于极度风险区，这些地区主要是因为降水量稀少。水资源开发利用程度指标，内蒙古自治区的开发利用程度超过了 30%，超过了国外水资源开发利用警戒值。

有专家对内蒙古自治区在强化节水模式下的需水量进行预测，其结果显示：按强化节水的用水模式，内蒙古自治区在 2020 年和 2030 年用水效率达到同类地区国际先进水平，2020 年和 2030 年内蒙古自治区工业需水量将分别达 4.2 亿 m^3 和 5.8 亿 m^3，需水量分别比现状年（2009）增加 2.1 亿 m^3 和 3.7 亿 m^3。目前内蒙古自治区的地下水开采量已达到或超过可开采量。未来内蒙古自治区的用水量将面临较大缺口，水资源供需矛盾突出。仅靠当地水资源无法满足经济社会快速发展的需求，难以满足能源基地开发对水资源的需求。为保障内蒙古自治区在 2020 年和 2030 年的需水量，2020 年和 2030 年内蒙古自治区全区的缺水量分别为 2.8 亿 m^3 和 4.5 亿 m^3（李云玲）。尽管实施南水北调西线一期工程之后，可为内蒙古自治区的能源基地建设、国民经济发展与生态环境改善提供水资源保障，有效缓解供水压力，但是，面对内蒙古自治区水资源安全保障面临的诸多挑战，必须实行最严格的水资源管理制度，加强水资源的合理开发、高效利用、综合治理、优化配置、全面节约、有效保护和科学管理、全面建设节水型社会等综合措施，才能在 2020 年基本保障该区供水安全、支撑该区域经济社会的可持续发展。

水资源总量不足对内蒙古自治区中西部的煤炭和电力发展的制约将会进一步凸显。黄河供水难以满足需求。黄河过境水是内蒙古自治区西部沿黄河流域的主要供水水源和重要的地下水补给水来源，国家分配给内蒙古自治区的黄河水量为 58.6 亿 m^3，2003 年黄河内蒙古自治区段的取水量为 57.58 亿 m^3，耗水量为 50.46 亿 m^3。

煤炭工业和电力工业发展需要消耗大量的水，必须有充足的水资源保证。按照国家规定的能源工业用水定额：百万千瓦的火力发电厂蓄水标准为 1.0～1.2m^3/秒，煤炭矿区综合用水低限标准为 2m^3/t 原煤，其中开采煤炭的需水标准为 1m^3/t 原煤。两台 60 万千瓦的发电机组每年耗水 2000 多万 m^3，即使采用空冷方式，也要耗水 450 万～600 万 m^3，相当于一座中小型水库的供水量。生产 1t 煤制油大约需要 10t 水，年产 1000 万 t 煤制油需要耗水 1 亿 m^3，相当于 2003 年内蒙古自治区黄河流域所有城镇的用水量。（建设内蒙古自治区新型国家战略能源基地的研究，亚行技术援助项目专家组，2007/9 经济科学出版社）因此，研

究认为，总体上看，水资源总量不足将是制约内蒙古自治区中西部煤炭和电力发展的长期因素。未来内蒙古自治区煤炭开采以及发电和煤制油等工业发展项目必须考虑水资源的限制。

水污染方面，煤炭开发导致地表水变化，会出现两种不同的情况：地表径流减少或增加。由于增加的情况较少，主要讨论地表径流减少的情况。其一，煤矿开采随着采空区的扩大，导水裂隙带和沉降范围亦随之扩展，地表水渗入地下或矿坑，致使地表径流减小，水库存蓄量下降。其二，矿井排水导致浅层地下水疏干，泉水及井水枯竭。其三，矿井排水导致地下水位下降，泉水流量减小，进而地表径流减小。

煤炭开发导致地下水变化，会出现污染水资源、加剧水土流失：煤炭开采坑道抽排地下水，给地下水造成严重影响，使其水位下降、供水紧张、水土流失加剧，农田水利设施遭受严重破坏，影响农田耕作、灌溉，导致农作物减产，给农田灌溉和居民生活用水造成影响，同时造成水资源缺乏，使得土地逐渐退化，严重影响农业生产。

在内蒙古自治区东部，平均每开采 1t 原煤约排放 2t 污水，对地下水资源的破坏和地表水资源的污染都相当严重（建设内蒙古自治区能源基地研究）。在内蒙古自治区中西部地区，虽然煤炭开采造成的水资源破坏低于 1t，但由于这些地区原本水资源就严重不足，在干旱和半干旱的内蒙古自治区西部地区，煤炭开采对水资源破坏和污染的生态环境后果将更加严重。煤矿排水、煤矿生产、生活废水及焦化熄焦废水如未经达标处理而任意排放，将造成地表水体的水质污染。上述由煤炭开采对生态环境和水资源的长期影响应该引起内蒙古自治区决策者充分的重视。

在鄂尔多斯，煤炭开采的冒裂带极易触及当地唯一的地下含水层底板，导致含水层水位大幅度下降，甚至完全疏干。东胜矿区在开发过程中破坏了蓄水层及隔水层，地下水渗漏致使矿区周围地下水水位大幅下降，严重的地区地下水已经下降 2～3 米甚至更多（建设内蒙古自治区能源基地研究），导致沙地中原有的海子、饮水井、水库水位下降和干枯，大量植物死亡，土地沙化日益严重。开发较早的东胜大柳塔矿区，目前基岩中的储水已经不复存在，泉水也已干枯。《全国国土综合开发重点地区水资源和地质环境评价》报告指出，“当东胜煤田产量达到 1.2 亿 t 时，煤层顶上的含水层将大部分受到破坏”。在非常缺水的锡林郭勒、霍林河等矿区，随着煤炭开采规模的扩大和地下水疏干量的增加，自然植被和生态系统受到的威胁正在增加。

煤炭开采过程中的地面开挖、矿渣和弃土（石）堆积，水土流失加剧。《全国国土综合开发重点地区水资源和地质环境评价》报告指出，神府东胜矿区“由于矿区开发，水土流失量由原来的每年 3144 万 t 增加到 4735 万 t，增加 50%”，“到年产煤炭 3600 万 t 时，每年新增水土流失量达到 1591 万 t”（建设内蒙古自治区能源基地研究）。我国西北的大部分煤炭规划区（如陕北和蒙西地区等地）位于生态环境十分脆弱、水资源严重缺乏的地区，这些地区属半干旱大陆性气候的黄土高原或荒漠草原地貌。蒙西地区地形复杂，植被稀少、土地沙化、大气降雨量稀少、气候干旱，是我国水土流失严重的地区。煤炭开采带来的突出环境问题是地下水资源破坏，水土流失和沙丘活化、荒漠化程度加重等。

针对上述种种由于煤炭开发导致的生态环境污染，国家对煤炭开发制定了多方面的限制要求，主要包括煤矿开发的用地要求、煤矿开发的生态环保要求等。

内蒙古自治区煤炭发展必须在开发丰富的煤炭资源与保护脆弱的生态环境之间寻找平衡。中西部干旱地区的煤炭开发规模，不能仅以煤层的开采条件来决定，还需要按照生态系统的承载限度进行控制。在降水相对比较丰沛的呼伦贝尔地区，草原生态系统也相当脆弱，多年来一直受降雨量减少影响的威胁，煤炭的开采也需要避免给周围草原生态系统造成严重影响。

(2) 内蒙古自治区煤炭开发的生态环保治理要求

开发用地方面，根据内蒙古自治区土地利用总体规划(2006—2020年)的要求，2010年，内蒙古自治区全区建设用地总规模预期达到151.30万公顷，城乡建设用地规模不突破105.80万公顷，城镇工矿建设用地总规模预期达到36.30万公顷，交通、水利及其他建设用地规模预期达到45.50万公顷。到2020年，全区建设用地总规模预期达到162.28万公顷，城乡建设用地规模不突破110.00万公顷，城镇工矿建设用地总规模预期达到42.00万公顷，交通、水利及其他建设用地规模预期达到52.28万公顷。

城镇工矿用地。有序增加城镇工矿用地，大力推动工业化，加快发展城镇化。2010年，全区城镇工矿用地面积36.30万公顷，比2005年增加3.10万公顷，占土地总面积的0.31%；到2020年，全区城镇工矿用地面积42.00万公顷，比2005年增加9.10万公顷，占土地总面积的0.36%。

能源产业用地。按照产业政策和建设国家能源基地的要求，为煤炭、电力、天然气和可再生能源产业的发展提供必要的用地空间。优先保障呼包鄂、霍白胜(霍林河-白音华-胜利)、呼伦贝尔和蒙西(棋盘井-乌斯太-西来峰)、锡林郭勒、乌兰察布和巴彦淖尔等煤炭、油气能源产业基地建设；加强基地交通、电网等配套设施建设。

生态环保方面，内蒙古自治区矿山地质环境保护与治理规划(2011—2015年)要求：在自然保护区、地质遗迹保护区(地质公园)和重点饮用水水源保护区等环境敏感区内依法禁止矿产资源勘查开发活动。

根据内蒙古自治区土地利用总体规划要求，2006—2010年内蒙古自治区新增建设用地规模为83300公顷，其中占用耕地22700公顷，因此要求补充耕地面积22700公顷。2011—2020年内蒙古自治区新增建设用地规模为120033公顷，其中占用耕地44633公顷，因此要求补充耕地面积44633公顷。

工矿废弃地(包括煤矿)的土地复垦规模。在规划期内，加大土地整理复垦力度，建设用地整理取得明显成效，实现工矿废弃地全面复垦，后备耕地资源得到适度开发。2010年，通过土地整理复垦开发补充耕地不低于2.27万公顷；到2020年，通过土地整理复垦开发补充耕地不低于6.73万公顷。

按照统筹规划，加快闭坑矿山、采矿塌陷、挖掘压占、灾害损毁等历史遗留废弃土地的复垦。按规划重点区域组织实施土地复垦重大工程。2010年全区通过工矿废弃地复垦补充耕地0.72万公顷；到2020年，全区通过工矿废弃地复垦补充耕地1.96万公顷。土地复垦重点区域：乌海地区、鄂尔多斯地区、包头石拐地区、赤峰元宝山地区、霍林河-白音华-胜利矿区、棋盘井-乌斯太-西来峰矿区、呼伦贝尔地区等。

根据内蒙古自治区矿山地质环境保护与治理规划(2011—2015年)，2011—2015年内蒙古自治区计划对13个矿区进行煤矿地质环境治理，包括对露天矿或井口矿的采坑回填，固

废清运，平整，恢复草地等治理，治理总面积约53.7平方公里，折合5372公顷，治理总经费概算1.97亿元，折算为平均每平方公里治理费用367万元。由此可见，内蒙古自治区2015年计划完成的煤矿开采环境治理面积（5372公顷）离内蒙古自治区土地利用总规划中2010年要求达到的建设用地补充耕地面积（22700公顷）距离甚远（仅完成24%）。煤矿建设补充耕地面积的指标是反映煤矿建设环境治理和保护生态的重要标志之一。当然，建设用地补充耕地面积除煤矿建设外还应由其他矿产建设项目来承担，但是对于内蒙古自治区来说，煤炭资源丰富，煤矿建设是其主要矿产建设项目，分析认为，内蒙古自治区由煤矿建设用地补充耕地面积的比重应该远大于24%，内蒙古自治区煤矿建设中对土地复垦的环保工作要大力加强。

吨煤排水量与煤矿企业所有制性质相关，国有重点煤矿排水量最小，1988年0.44m^3/t，2001年0.64m^3/t；其次是地方国有煤矿，分别是0.83m^3/t和0.89m^3/t；再次为乡镇集体煤矿，分别为1.21m^3/t和1.22m^3/t；煤矿排水量与煤矿企业所有制性质相关的本质，是与煤矿开采深度有关，乡镇集体煤矿主要开采浅部煤层，其开采深度小，故其排水量大；而国有重点煤矿其开采深度较大，故其排水量小；地方国有煤矿处于中间状态，其吨煤排水量亦处于中间状态（田山岗）。

生态环保治理规划方面，煤炭工业生态环境保护与污染防治技术政策有以下要求。

2015年末，水资源短缺矿区矿井水利用率达到90%以上，水资源丰富矿区矿井水利用率达到75%以上，水质复杂矿区矿井水利用率达到60%以上；已建立地面永久瓦斯抽放系统的煤矿，瓦斯利用率达到当年瓦斯抽放量的80%以上；煤矸石综合利用率东部地区（含东北）达到85%以上，中、西部地区达到75%以上。到2020年末，矿井水利用率、瓦斯利用率、煤矸石利用率在2015年基础上分别提高5%；历史遗留矿井开采沉陷损毁土地和露天矿排土场复垦率达到70%以上，新建煤矿土地复垦率达到85%以上。

水资源短缺矿区和水资源丰富矿区矿井水利用率满足《清洁生产标准——煤炭采掘业》二级标准要求，水资源短缺矿区矿井水利用率超过《煤炭工业发展“十二五”规划》的最高要求。

对于瓦斯综合利用，2015年末，已建立地面永久瓦斯抽放系统的煤矿，瓦斯利用率达到当年瓦斯抽放量的80%以上，超过《煤炭工业发展“十二五”规划》的要求。

对于煤矸石综合利用，2015年末东部地区（含东北）煤矸石综合利用率达85%以上，中、西部地区煤矸石综合利用率达到75%以上，煤矸石综合利用率达到《煤炭工业发展“十二五”规划》的最高要求。

2011年颁布《土地复垦条例》，对历史遗留损毁土地与生产建设项目损毁土地的复垦义务人进行了明确规定，并将土地复垦方案作为土地复垦义务人办理建设用地申请或者采矿权申请手续的必备要件，为土地复垦监管奠定了一定基础。对土地复垦的要求结合土地复垦条例以及近年来我国土地复垦进展确定，到2015年末历史遗留开采矿山破坏土地复垦率达50%以上，新建矿山应做到边开采、边复垦，破坏土地复垦率达到85%以上。

2015年内蒙古自治区水资源利用总量控制在216.03亿立方米。新增总供水能力31.12亿立方米。煤炭工业生态环境保护与污染防治要求：2015年末，水资源短缺和水资源丰富矿区矿井水利用率分别达到90% 以上和75%以上。

内蒙古自治区煤炭工业生态环境保护与污染防治要求：到2015年煤矸石综合利用率达到75%～85%；矿井开采沉陷损毁土地和露天矿排土场复垦率达到50%以上；新建煤矿边开采、边复垦，复垦率达到80%以上。到2020年各项目标在2015年基础上分别提高5%；新建煤矿土地复垦率达到85%以上。

环保部环境规划院完成并发布《区域煤炭消费总量控制技术方法与政策体系研究报告》（以下简称《报告》），明确提出了我国基于大气质量改善的煤炭消费总量控制路线图。从空气质量改善的实际需要出发，《报告》提出了煤炭消费总量控制的未来路线图：从“十二五”即2011—2015年开始，先行在空气污染严重的京津冀、长三角、珠三角三大重点区域进行试点；“十三五”即2016—2020年结合国家大气污染防治战略，将试点范围扩大到其他大气污染防治重点区域；2020—2030年期间，结合温室气体排放控制需求，择期在全国范围内全面推行煤炭消费总量控制。

针对不同地区，《报告》建议设定差异化的煤炭消费总量控制目标。“十二五”期间，对于煤炭消费强度最高、灰霾污染严重的京津冀地区，应首先划定为煤炭消费总量削减区，要求其尽快减少煤炭消费总量；对于长三角、珠三角等区域复合型污染严重地区，应加强煤炭消费控制力度，实现区域煤炭消费总量零增长。《煤炭工业发展“十二五”规划》分别提出了2015年全国和地区的环境治理预期效果。

（1）全国环境治理预期效果。2015年，全国煤矸石产生量8亿吨，利用量6.1亿吨，综合利用率75%以上；矿井水产生量70.92亿立方米，利用量54亿立方米左右，利用率75%，达标排放率100%；煤层气产量160亿立方米，基本全部利用；煤矿瓦斯抽采量140亿立方米，利用率60%；采煤沉陷面积7.8万公顷，复垦面积4.7万公顷。

（2）地区环境治理预期效果。东部（含东北）地区采取煤矸石发电、井下充填、土地复垦和立体开发等措施，煤矸石利用率85%以上，矿井水利用率80%，沉陷区土地复垦率超过80%，煤矿瓦斯利用率51%。中部地区采取煤矸石发电、井下充填、地表土地复垦和立体开发、植被绿化等措施，煤矸石利用率77%，矿井水利用率68%，沉陷土地复垦率超过65%，煤矿瓦斯利用率63%。西部地区采取煤矸石发电、井下充填、地表土地复垦和立体开发、植被绿化、保水充填开采等措施，煤矸石利用率达到70%，矿井水利用率达到80%，沉陷土地复垦率超过50%，煤矿瓦斯利用率超过55%。对于矿井水综合利用，2015年末，水资源短缺矿区矿井水利用率达到90%以上，水资源丰富矿区矿井水利用率达到75%以上，水质复杂矿区，考虑到受现有技术水平下的技术经济条件制约，矿井水利用率达到60%以上（见表2-4）。

（3）在生态环保限制下的煤炭开发供应规模

煤炭资源开发对环境的影响有其必然性和可控性。所谓必然性，是指煤炭开采必然引起地面塌陷、沉降，排水引起地下水流场的改变或使部分含水层的地下水疏干，矸石堆放占地以及污染土壤、地表水及地下水、大气等。所谓可控性，是指通过提高开采技术、选择开采地域或开采块段、矸石及抽排的水和气的循环利用、污染物治理等，减少对环境的影响。承认煤炭开发对环境影响的必然性，即是承认开发对环境扰动是不可避免的；认识到开发对环境影响的可控性，就是寻找扰动的规律性，进而降低扰动对环境的负面影响，或利用扰动达到改善生态环境之目的。

表 2-4　内蒙古煤炭开发的生态环保治理要求

	土地利用分区	规划煤矿项目（2006—2020）	土地利用方向	2020 年城镇工矿用地规模（公顷）	生态综合治理要求	水资源配置能力	规划水利设施项目（2006—2020）	2010—2020 年内蒙古煤炭基地环保规划		
								计划复垦总面积（公顷）	计划复垦新增耕地面积（公顷）	计划复垦估算投资（万元）
全区				420000	内蒙古煤炭工业生态环境保护与污染防治要求：2015 年煤矸石综合利用率达到 75%以上；矿井开采沉陷损毁土地和露天矿排土场复垦率达到 50%以上；新建煤矿边开采、边复垦，复垦率达到 80% 以上。2020 年各项目标在 2015 年基础上分别提高 5%；新建煤矿土地复垦率达到 85%以上	2015 年内蒙古水资源利用总量控制在 216.03 亿 m^3。新增总供水能力 31.12 亿 m^3。煤炭工业生态环境保护与污染防治要求：到 2015 年末，水资源短缺和水资源丰富矿区矿井水利用率分别达到 90%以上和 75%以上		31803.56	16355.57	135310.37
西北区	阿拉善荒漠绿洲保护区	百灵煤矿、阿右旗煤矿；煤炭生产能力 1500 万吨	保障优势矿产资源开发建设用地	29446	保护和恢复天然植被，防止沙丘活化和沙漠化面积扩大		乌力吉木仁水库、晓奇水利枢纽工程、乌兰木伦水库、红峡水库	32243.86	16607.48	137450.2

续表

	土地利用分区	规划煤矿项目（2006—2020）	土地利用方向	2020年城镇工矿用地规模（公顷）	生态综合治理要求	水资源配置能力	规划水利设施项目（2006—2020）	2010—2020年内蒙古煤炭基地环保规划		
								计划复垦总面积（公顷）	计划复垦新增耕地面积（公顷）	计划复垦估算投资（万元）
西北区	呼包鄂经济区	东胜煤田万利矿区、东胜煤田神东矿区、准格尔矿区、鄂尔多斯盆地东缘矿区、乌海矿区、神华煤焦化乌海骆驼山煤矿；生产能力22000万吨	控制城镇工矿建设用地低成本盲目扩张；重点支持煤电基地建设；加强工矿废弃地复垦	140637	水土流失重点防治区，加强水土流失和土地沙化、盐碱化治理	保障呼包鄂重点产业发展战略和东部盟市发展“水煤组合”战略的需水要求	呼和浩特红吉水库、包头美岱水库、海勃湾水利枢纽工程	16149.14	7708.94	78484.83
	巴彦淖尔农业综合利用区		保障优势矿产资源开发建设	19623						
	乌兰察布生态农业保护区		保障重点矿产资源开发用地，严格限定开采区建设用地标准	27161		大力发展节水型农牧业，灌溉水有效利用系数达0.55左右				
东北区	呼伦贝尔-兴安农牧林保护区	宝日希勒露天煤矿、伊敏露天煤矿、扎赉诺尔灵东煤矿、呼伦贝尔360万千瓦火电项目；煤炭生产能力21600万吨	加大工矿废弃地再利用，对矿产资源的开发利用应提出限制建设要求	87707	呼伦贝尔草原沙地防治区	建设乌兰浩特工业园区供水等一大批供水工程	扬旗山水库、绰勒水库、文得根水库	8315.67	4119.45	30185.88

续表

	土地利用分区	规划煤矿项目（2006—2020）	土地利用方向	2020年城镇工矿用地规模（公顷）	生态综合治理要求	水资源配置能力	规划水利设施项目（2006—2020）	2010—2020年内蒙古煤炭基地环保规划		
								计划复垦总面积（公顷）	计划复垦新增耕地面积（公顷）	计划复垦估算投资（万元）
东北区	赤峰-通辽农业开发利用区		工矿废弃地再利用，改善矿区土地生态环境，合理调控工矿用地增长规模	81714	沙地防治区以恢复沙地草场生态环境为重点	发展节水型农牧业，全区灌溉水有效利用系数达到0.55左右	白音泡子水库、三座店水库、哈拉沁水库	3803.37	2217.71	13806.23
	锡林郭勒牧业保护区	胜利矿区、平庄元宝矿区、白音华矿区、扎哈淖尔露天矿、霍林河露天煤矿；生产能力约25500万吨	合理安排区域内建设用地	33712	草原保护区以退牧还草、退耕还草等为重点，防治草场退化沙化	实施最严格的水资源管理制度，严格限制发展高耗水和高污染工业项目，以水定产，以水定发展。预计2015年工业用水重复利用率提高至68%，万元工业增加值用水量低于$40m^3$/万元	白云花水库、毕拉河口水库、德尔斯保冷水库	3535.38	2309.47	12833.43

资料来源：基于内蒙古自治区土地利用总体规划（2006—2020）以及煤炭工业生态环境保护与污染防治技术政策等资料分析整理。

煤炭资源是内蒙古自治区经济发展的基础。“十二五”时期，将是全区保持经济社会持续健康发展的重要阶段。随着新型工业化、城镇化进程的加快和人口的增长，资源供需形势更为复杂。在实现资源与社会经济的协调发展下，必须加强对煤炭资源总量控制，最大限度地节约、保护和合理利用资源，为未来的经济发展留下资源。按照内蒙古自治区有关规划，国家煤炭“十二五”给内蒙古自治区安排的新建煤矿规模 2.68 亿吨，2015 年最大产量为 10 亿～13 亿吨。（内蒙古自治区煤炭工业发展情况及“十二五”主要任务）。研究认为未来几年内蒙古自治区煤炭产量将呈减少趋势。一方面要通过总量的调控和指标的限制，来减少和控制煤炭资源的过度开采，减缓煤炭资源开发给生态环境带来的影响。同时，要推广使用新工艺、新技术、淘汰落后产能，不断提高煤炭资源开发利用水平和效率。需要在提高回采率、推进机械化采煤方面下功夫，运用资源整合、运力调整、优化资源配置等手段，大力提高煤炭资源的回采率和单井产能。

2.2 煤炭需求分析

2.2.1 内蒙古自治区经济和环保协调发展对煤炭的需求分析

根据对内蒙古自治区全区煤炭资源供需形势分析，结合全区“十五”、“十一五”期间主要煤炭资源开发的实际产量和“十二五”的经济发展趋势的综合判断，内蒙古自治区全区的煤炭产量在“十二五” 期间还将保持增长趋势，但增速必然大幅度放缓。根据内蒙古自治区确定的经济增长目标和特色优势产业发展战略，煤炭需求还将小幅度增加。未来近 10 年间，全区原煤产量年均增长将明显降低，保持在 1%以下。内蒙古自治区目前正处于工业化初期急速发展时期，考虑不同工业化发展阶段对煤炭需求强度的变化，还有内蒙古自治区产业政策调整和国内煤炭资源总量调控政策等因素的影响，预计未来几年内蒙古自治区的煤炭市场需求仍会有所增长，年均增长率低于 10%。如按 6%～7%的年均增长趋势判断，2020 年区内煤炭消费需求量将在 4.18 亿吨左右，2030 年将在 4.67 亿吨左右，2050 年将在 4.75 亿吨左右。

2.2.2 内蒙古自治区周边经济发展对煤炭的需求分析

近几年国内铁路在省际间的煤炭调运数据表明，内蒙古自治区的煤炭主要调出到北京、天津、河北、辽宁、吉林、黑龙江和山东等省、市，其中调出到河北、辽宁、吉林和黑龙江四省的煤炭量占内蒙古自治区全部调出量的 95%以上。因此，分析未来内蒙古自治区周边地区对内蒙古自治区煤炭的需求量将主要围绕河北、辽宁、吉林、黑龙江四省的煤炭需求量和煤炭调入量展开。内蒙古自治区通过铁路向河北调出煤炭从 2010 年的 10023 万吨减少到 2012 年的 8264 万吨；向辽宁调出煤炭从 2010 年的 6486 万吨增加到 2012 年的 8199 万吨；向吉林调出煤炭从 2010 年的 2786 万吨增加到 2012 年的 3902 万吨；向黑龙江调出煤炭从 2010 年的 2426 万吨增加到 2012 年的 4198 万吨。由此可见，内蒙古自治区是国家煤炭供应的重要地区，内蒙古自治区的煤炭供应对支持京津冀地区和东北三省的经济发展起着重要的保障作用。

在最新出台的大气污染防治目标的要求下，有报告测算（清华大学和社科院联合发布《中国低碳发展报告（2014）》，简称《报告》），在大气污染防治目标的要求下，2017 年京津冀地区将比 2012 年共计削减煤炭消费量 6300 万吨，减排二氧化碳约 1.22 亿吨。环境保护部

更严格的限制是，至 2017 年底，京津冀鲁四省市将削减煤炭消费 8300 万吨，其中，北京市削减 1300 万吨，天津市削减 1000 万吨，河北省削减 4000 万吨，山东省削减 2000 万吨。并且，《报告》提出了煤炭消费总量控制的未来路线图：从“十二五”2011—2015 年开始，先行在空气污染严重的京津冀、长三角、珠三角三大重点区域进行试点；“十三五”2016—2020 年结合国家大气污染防治战略，将试点范围扩大到其他大气污染防治重点区域；2020—2030 年期间，结合温室气体排放控制需求，择期在全国范围内全面推行煤炭消费总量控制。

本研究根据 2017 年国家对京津冀煤炭消费量控制的战略思路，粗略估计京津冀未来几年的煤炭消费控制量。研究还参照《报告》提出的煤炭消费总量控制的路线图，对河北、黑龙江、吉林和辽宁等内蒙古自治区煤炭的主要调出省未来的煤炭的控制量以及需求量进行粗略估算。本研究预估的煤炭消费控制量为：2017 年河北煤炭消费比 2012 年减少 4000 万吨；2020 年比 2017 年减少 3000 万吨；2030 年比 2020 年减少 4000 万吨。2020 年东北三省（辽宁、吉林和黑龙江）煤炭消费量比 2017 年减少 2000 万吨；2030 年比 2020 年减少 3000 万吨。如果实施上述煤炭消费控制措施，河北 2020 年和 2030 年的煤炭需求量分别为 2.5 亿吨和 2.1 亿吨；辽宁 2020 年和 2030 年的煤炭需求量分别为 2.5 亿吨和 2.3 亿吨；黑龙江 2020 年和 2030 年的煤炭需求量分别为 2.1 亿吨和 1.8 亿吨。

基于内蒙古自治区近年来煤炭调出各省的统计数据，综合考虑国家对煤炭消费控制的目标和路线图，预估内蒙古自治区未来若干年的煤炭省间调出量。分析结果显示，2017 年内蒙古自治区周边四省对内蒙古自治区的煤炭调出需求量减少到 5 亿吨左右，2020 年降至 4 亿吨左右和 2030 年降至 3 亿吨左右。

2.3　煤炭供需平衡分析

2.3.1　未来内蒙古自治区煤炭生产和供应变化趋势

在国家提出控制煤炭消费总量的大政方针影响下，全国将全面实施对煤炭合理利用的控制措施，这将导致内蒙古自治区对煤炭供应量进行调整。内蒙古自治区将控制煤炭产量增长速度和产能规模的快速扩大。在 2012—2020 年期间，煤炭产量以年均 0.8%的速度增长，内蒙古自治区煤炭产量将在 2017 年至 2020 年期间达到峰值 11.07 亿吨左右，在 2020—2030 年期间煤炭产量以年均 0.1%的速度下降，2030 年煤炭产量降至 10.90 亿吨，2050 年煤炭产量降至 9.51 亿吨（见表 2-5）。

表 2-5　内蒙古煤炭供应预测　（单位：亿吨）

	2012	2015	2020	2030	2050
煤炭可供量	10.63	12.00	12.80	10.80	10.80
煤炭产能	10.41	12.00	12.00	10.00	10.00
煤炭产量	10.42	10.66	11.07	10.90	9.51
褐煤	3.39	3.47	3.23	2.80	2.23
调出量	7.65	7.72	7.67	7.00	6.13
蒙古国进口量	0.22	0.50	1.30	1.30	1.30

在控制内蒙古自治区煤炭产量增长的同时，应增加从蒙古国的煤炭进口量作为补充，在2012—2030年期间，从蒙古国进口的煤炭量将以年均20%的速度增长，2020—2030年期间的煤炭进口量将保持在1.3亿吨左右。蒙古国煤炭进口量占内蒙古自治区煤炭产量的比例从2012年的2.1%上升至2020年的11.7%，2030年又进一步上升至13.7%。

在2020年前，内蒙古自治区煤炭调出量保持在7.6亿～7.7亿吨。由于内蒙古自治区周边地区的煤炭消费总量受到控制，内蒙古自治区煤炭的省外调出量在2020年后呈减少趋势，从2020年的7.67亿吨减少到2030年的7.00亿吨和2050年的6.13亿吨左右。煤炭外运量占内蒙古自治区煤炭生产量的比例从2012年的73%降低到2020年的69%和2030年的64%。

2.3.2 未来内蒙古自治区煤炭需求变化趋势

未来内蒙古自治区煤炭的需求量呈增长趋势，但煤炭需求总量增速持续回落。2012—2015年内蒙古自治区煤炭需求总量以6%左右的速度增长，2015—2020年煤炭需求总量增速降至3.5%，2020—2025年煤炭需求总量增速降至1.5%，2025—2030年这一增速进一步降至0.8%，2030年以后增速降为0.1%，煤炭需求基本稳定。2020年内蒙古自治区煤炭需求量约为4.18亿吨，2030年煤炭需求量约为4.67亿吨，2050年煤炭需求量约为4.75亿吨。

在未来内蒙古自治区的煤炭总需求结构中，终端行业的煤炭需求量占比逐步降低，加工转换的煤炭需求量占比逐步提高。特别是发电用煤需求量占比，从2012年的44%升至2020年的56%和2030年的57%，2050年回落至49%（见表2-6）。

表2-6 内蒙古煤炭需求预测

	单位	2012	2015	2020	2030	2050
区内煤炭需求总量	亿吨	2.93	3.52	4.18	4.67	4.75
工业	亿吨	0.95	0.99	1.04	1.14	1.31
建筑	万吨	2083.20	2177.27	2286.71	2514.27	2887.83
农业生产	万吨	385.30	387.13	406.59	447.05	513.48
能源开采	万吨	2508.30	2621.57	2573.34	3027.33	3477.12
供热	万吨	2252.30	2354.01	2472.33	2718.36	3122.24
发电	亿吨	1.29	1.78	2.35	2.66	2.33

第三章　煤炭开发利用总体战略思路和发展目标

3.1　指导思想和发展原则

3.1.1　指导思想

内蒙古自治区煤炭发展要充分发挥资源和地缘优势，坚持科学发展，保障煤炭供应。按照科学布局、集约开发、安全生产、高效利用、保护环境的发展方针，以科技进步为支撑，培育大型煤炭企业集团，建设大型煤炭基地和大型现代化煤矿，保障煤炭稳定供应。促进煤炭工业可持续发展，科学调整内蒙古自治区煤炭的供需平衡。建立安全生产保障程度高、资源综合利用效率高、经济效益好、综合竞争能力强的现代煤炭产业。最终实现煤炭生产利用与环境保护和经济社会协调发展的目标。

3.1.2　发展原则

煤炭发展战略原则：供应安全、节能优先、清洁利用、总量控制、支持经济发展、科学定位、前瞻性。

- 供应安全：在煤炭生产和运输过程中有充分的保障措施。
- 节能减排优先：充分依靠科技进步，在煤炭开发利用领域广泛采用先进的节能减排技术。加强煤炭行业深化改革的管理机制建设，用先进生产力淘汰落后生产能力，严格煤炭经营准入标准，促进煤炭产业升级。加强环保设施建设，强力推广筒仓、穹顶仓等全封闭的煤炭存储设施，确保环境不受影响。
- 支持经济发展：延长煤炭产业链，高效和高质量利用煤炭。促进企业发展、产业发展与地区经济社会发展的协调一致。
- 总量控制：合理控制煤炭消费总量，限制粗放型经济对煤炭的不合理需求，降低煤炭消费增速，明显降低煤炭在一次能源结构中的比重。
- 严格环保：制定预防和控制环境影响对策，严格煤炭开发和利用项目的环保标准，使煤炭开发与水资源、环境承载力相协调，推进煤炭的高效清洁利用，降低 PM2.5 污染程度。
- 前瞻性：为煤炭总量控制和尽快达到消费峰值做超前性准备；转变发展方式；产业调整；国际合作。

3.2　战略目标

一是要建设世界一流煤炭产业，使矿区进入生态文明建设新阶段。实现煤炭行业的战略调整，实现煤炭生产安全环保高效，使煤炭行业更加清洁、高效、科学发展。**二是继续发挥**

煤炭作为基础能源的重要作用。内蒙古自治区的煤炭资源开发处于壮年期,要继续发挥其基础性作用,服务区内外。**三是煤炭安全生产要达到国际领先水平**。要继续以最高安全标准武装煤矿,使煤矿的百万吨死亡率降至最低。**四是要严格核定产能,以此作为科学调控产量的基础**。根据煤炭资源赋存、安全、环保、市场等条件,科学确定产能,合理制定产量计划。2020 年前完成所有矿区煤炭资源整合、产能调整工作,2020 年后实现产能科学化,洗选比例近 100%,大幅度提高煤炭产品市场竞争力。

第四章　煤炭开发利用战略重点

内蒙古自治区煤炭开发利用的战略思路是:构建高效、清洁、安全的煤炭供应和消费模式;控制煤炭需求总量,2020年前达到峰值,需求增量由清洁煤炭补充;通过科技进步支撑煤炭开发利用实现低碳发展。在战略思路下有四项重要举措:其一是建设大型现代化煤炭基地,保障煤炭安全稳定供应;其二是科学安排煤炭生产量和调出量,控制内蒙古自治区煤炭消费量;其三是推广先进节能减排技术,促进煤炭高效低碳利用;其四是提升煤炭工业的经济竞争能力。

实现以上战略目标需要从以下重点着手:其一,尽快完成煤炭行业整改工作。“十三五”期间,要进一步通过煤炭行业整改实现矿井大型化、机械化,煤炭工业实现集约化经营。大力推动煤炭的科学开采和科学利用,构筑安全、高效、洁净、可持续的新型煤炭产业。其二,积极开展煤炭重大科学和技术专项研究,重点解决煤炭安全生产问题,尽快开展煤炭开采如何减轻和处理相应生态、环境、水资源影响问题研究,制定相应规章制度,实现绿色开采。其三,实现动力煤100%洗选。通过100%洗选,改原煤供应为经洗选筛分的商品煤供应。改造煤炭供应管理和运输体系,提高煤炭利用效率。推广煤矿瓦斯利用技术,减少煤矿瓦斯无效排放。其四,推进适宜低碳经济发展的洁净煤发电技术路线。将空冷机组、超超临界技术作为内蒙古煤炭发电的主导技术进行推广。进行先进IGCC、先进多联产技术研发,优选煤炭高效洁净利用技术路线,大幅度提高煤炭利用效率和洁净化度。进行CCS技术示范。

4.1　建设大型现代化煤炭基地,保障煤炭安全稳定供应

高标准建设鄂尔多斯、锡林郭勒、呼伦贝尔三大清洁煤炭生产基地。提高煤炭产业准入门槛,新建井工矿规模120万吨以上,新建露天矿规模300万吨以上。东部褐煤区除特殊赋存条件外,井工矿规模不低于300万吨/年,露天矿规模不低于500万吨/年。加快煤矿技术升级改造,新建煤矿必须采用世界领先的技术和装备,力争到2017年,全部煤矿实现机械化开采,井工矿和露天矿回采率分别达到65%以上和95%以上,百万吨死亡率控制在0.03以内。继续推进企业兼并重组,提高企业集中度,力争2017年全区煤炭企业数量从目前的365户减少到100户以内,煤矿平均单井生产规模从目前的158万吨提高到200万吨以上(见表4-1,来自内蒙古自治区煤炭工业“十二五”规划目标,内蒙古自治区煤炭工业发展基本情况资料)。

表4-1　内蒙古煤炭生产技术进步发展趋势

	单位	2012	2015	2017	2020	2030
采煤机械化程度	%	90	95	100	100	100
大型煤矿	%	100	100	100	100	100

续表

	单位	2012	2015	2017	2020	2030
中型煤矿	%	>90	>91	>95	>97	100
井工矿回采率	%	<60	>65	70	>80	100
露天矿回采率	%	>90	95	98	100	100
百万吨死亡率	人/百万吨	0.031	0.03	0.028	0.020	0.015

4.2 加强建设清洁低碳的煤电基地

根据《大气污染防治行动计划》(以下简称《行动计划》),国家提出了煤炭消费比重、可再生能源比重等具体目标,确定了“增加天然气供应”、“外送电通道和煤电基地建设”等多项任务,在控总量、调结构、转方式等方面都提出了更高的要求。为此,《行动计划》提出的与煤炭开发利用有关的措施是:其一,提高内蒙古自治区煤炭的就地转化率,加大火电、石化和燃煤锅炉耗煤过程中的污染治理力度。火电、石化企业及燃煤锅炉要确保按期达标排放,处于大气污染防治重点控制区的,要执行特别排放限值。其二,在煤炭资源丰富、水资源有保障、生态环境许可、运输便捷的地方开展煤制气项目,禁止在《全国主体功能区规划》确定的限制和禁止开发重点生态功能区内建设项目。其三,在具备水资源和环境容量的煤炭富集地区建设大型煤电基地,加快配套输电通电建设,增加向京津冀、长三角和珠三角等重点区域的清洁能源供应。其四,强化能源消费总量控制,推进“一挂双控”,即将能源消费与经济增长挂钩,实行消费总量和单位产品能耗的双控制。京津冀、长三角和珠三角实现煤炭消费总量的负增长。(国家能源局制定落实“大气十条”工作方案,2014年01月23日,来源:《21世纪经济报道》)

4.3 推广节能减排技术 促进煤炭高效低碳利用

提高煤炭资源综合利用水平。加大煤矸石、煤层气资源化利用程度。重点在鄂尔多斯、乌海大型矿区,大型洗煤厂周边布局建设单机30万千瓦以上的低热值煤发电项目,充分利用煤炭洗选产生的煤泥、煤矸石及洗中煤资源,到2017年新增低热值煤发电装机1000万千瓦,到2020年再新增600万千瓦。争取到2017年,煤炭就地转化率达到52%,原煤洗选率达到65%以上,煤矸石全部实现无害化处理,综合利用率达到90%以上(见表4-2)。加快煤层气资源勘探,推进煤层气地下抽采、瓦斯发电和液化及综合利用。高铝粉煤灰资源化利用持续保持在1.2亿吨规模。

大力推广和普及先进、高效的节能减排技术,以此作为实现煤炭开发和利用全过程的低碳化和可持续化的技术保障。发电热力行业、煤炭生产行业,以及石油加工行业的先进节能减排技术如下。

- 提高煤炭开采和洗选先进技术的普及率,支持无井式地下采煤气化先进技术的研发和示范,开展褐煤提质干燥技术研发及产业化示范;开采先进技术:山东省新汶矿业集团,对新矿集团与中国矿业大学合作研究的“孙村煤矿地下气化技术研究与应

用”,把传统的物理采煤变为化学方法“采气”,堪称开采技术和资源利用的一场革命。

- 加强煤炭高效和清洁发电技术的利用。作为重点和优先发展技术,大力发展“整体煤气化联合循环发电 IGCC+碳捕集利用与封存技术 CCUS”模式和“煤气化多联产燃气轮机发电+CCUS”模式的示范及推广应用。
- 支持煤制甲醇、煤制精细化学品等产业化技术。
- 开展焦炉气提氢综合利用技术研究。
- 围绕煤制油、煤制气、煤制烯烃、煤制二甲醚、煤制乙二醇等 5 大国家示范工程产业化和二代煤化工示范项目,大力开发煤化工下游精细产品深加工技术,打造煤气化、液化、焦化等延伸加工循环产业链。

表 4-2　内蒙古自治区煤炭利用技术进步发展趋势

		2012	2015	2017	2020	2030
煤炭就地转化率	%	30	50	52	56	62
原煤入选率	%	32	>60	>65	>70	>80
洗煤能力	亿吨	5.3	6.3	6.9	7.5	8.0
煤矸石综合利用率	%	15		>90	>95	>95

4.4　科学安排煤炭生产量和调出量,控制内蒙古自治区煤炭消费量

适度控制煤炭产能和外送规模。严格控制低热值煤炭生产产能(以满足区内发电和化工转化用煤为限);努力提高外送高热值煤炭和洗选煤比重;科学有序安排煤炭和火电产能和外送规模。(内蒙古自治区煤炭工业“十二五”规划目标,来自内蒙古自治区煤炭工业发展基本情况资料)

内蒙古自治区实施煤炭总量控制。要调整发展思路,从以粗放的供给满足增长过快需求的模式,转变为以科学的供给保障合理需求的煤炭供需新模式。内蒙古自治区煤炭总量控制,关键在于提高电力热力、煤炭开采和石油加工三个行业的煤炭利用效率。这三个行业均属于能源行业,并且涉及煤炭供应端和需求端,因此,三个行业的节煤措施形成了内蒙古自治区煤炭总量控制的核心问题。

4.5　提升内蒙古自治区煤炭产业的经济竞争能力

提升内蒙古自治区煤炭产业的经济竞争能力,将在合理开发煤炭资源、提升煤炭开采技术水平、加强煤炭资源的综合利用等方面做出努力。

合理开发煤炭资源。内蒙古自治区煤炭产业在资源开发利用上要进行科学的统一规划,坚决杜绝以高消耗或超强度的开采来换取经济效益的现象出现。对开发过程中已经造成污染的,要坚持“谁污染、谁治理”的原则,让企业感受到污染后治理和提前采取防范措施保护环境两者之间的效益差别,使企业开始关心生态环境和生态保护工作。

提升煤炭开采技术水平。煤炭企业要加大先进工艺技术的推广应用力度,加大清洁开

采和洁净煤技术的研究、应用力度，着力减少废料、废弃物产生，并以此来提高资源的综合利用率，减轻或消除对环境的危害。发展洗煤、配煤和型煤技术，提高煤炭洗选加工程度。加强煤炭资源的综合利用。内蒙古自治区煤炭产业要注重发展煤炭循环经济，实现煤炭资源的“资源-产品-废弃物-再生资源”的反馈式循环模式。以提高煤炭资源回收率、转化率和利用率为前提，以减少煤炭生产过程中的废弃物排放为手段，以改善煤矿开采区及周边生态环境为目标。

第五章　战略保障措施

5.1　煤炭开发利用规模合理控制的政策措施

煤炭开发利用规模合理控制的政策措施主要包括：煤炭资源有序开发利用的政策措施；加强煤炭行业深化改革的管理机制建设措施；加快煤炭法规和标准体系建设；从市场准入、运行和退出等方面配套建立煤炭法规，完善煤炭法规和标准体系；按照市场准入的基本条件，对不符合基本条件的不得从事煤炭生产经营活动的管理措施。

5.2　煤炭安全生产监督的政策措施

煤炭安全生产监督的政策措施主要包括：完善煤炭安全生产法律法规和技术标准体系；建立、健全煤炭安全生产监督管理体系；建立、健全煤炭安全生产应急救援体系；加快煤炭安全生产信息化建设；加快煤炭安全生产技术保障体系建设；增强煤矿安全保障能力，规范煤炭开发程序；建立煤炭安全生产监控系统。

5.3　煤炭开发利用的节能环保政策措施

煤炭开发利用的节能环保政策措施主要包括：推进低碳矿区建设；推广先进的节能技术；资源综合利用；矿区生态环境保护；完善节能、节煤技术普及的激励政策（CCS 技术）；制定预防和减轻环境影响对策；制定对生态环境影响的标准，支持环保型的煤矿发展，限制非环保型的煤矿生产；制定煤炭生产过程资源消耗标准，鼓励资源消耗少的企业发展，限制资源消耗多的企业生产；煤炭总量控制措施：提高煤化工和煤电能效；城市用煤减量；乡村用煤高效清洁。具体来看，可以从以下三方面着手。

首先，下决心彻底进行煤矿经营主体整顿。严格遵循一个矿区区块一个主体经营的原则，对内蒙古目前的 18 个主要矿区进行重新梳理。包括呼伦贝尔市扎赉诺尔矿区、宝日希勒矿区、伊敏矿区、大雁矿区、免渡河矿区、五九矿区，通辽市霍林河矿区，赤峰市平庄-元宝山矿区，锡林郭勒盟哈达图矿区、白音华矿区、锡林浩特矿区，呼和浩特市和鄂尔多斯市准格尔矿区，鄂尔多斯市东胜矿区，鄂尔多斯市和乌海市桌子山矿区，乌海市乌达矿区，阿拉善盟古拉本矿区、黑山矿区、西大窑矿区。

其次，对煤矿超能力生产进行严格监管。严格按照《国家能源局关于建立煤矿生产能力登记和公告制度的通知》（国能煤炭〔2013〕476 号）、《国家发展改革委、国家能源局、国家煤矿安监局关于遏制煤矿超能力生产规范企业生产行为的通知》（发改电〔2014〕226 号）要求，对现有煤矿超能力生产进行监管，建立实时煤矿生产能力信息平台。依据国家能源局出台

的《关于调控煤炭总量优化产业布局的指导意见》，进一步对煤炭行业进行总量调控、优化布局，加大资源开发与生态环境保护统筹协调力度，重点围绕以电力外送为主的千万吨级大型煤电基地和现代煤化工项目用煤需要，在充分利用现有煤矿生产能力的前提下，新建配套煤矿项目，也应该进一步淘汰产能规模较小及劣质煤矿井。

最后，对煤炭经营实行严格监管制度。依据中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 13 号《煤炭经营监管办法》，对煤炭经营实行严格监管。加快清理各种各类煤炭环节的收费，依据财政部、税务总局发布的《关于实施煤炭资源税改革的通知》，自 2014 年 12 月 1 日起在内蒙古自治区实施煤炭资源税从价计征改革。尽快结合资源税费规模、企业承受能力、煤炭资源赋存条件等因素，确定自治区各类矿区税率标准。

分报告二

内蒙古自治区电力发展战略研究

报告说明

内蒙古的电力转型处在我国加快推进转变经济发展方式的新阶段，也处在当前全球能源技术革命蓬勃兴起和能源地区格局深度调整的大变革时期，既面临严峻挑战，也存在实现能源转型的历史机遇。内蒙古拥有得天独厚的煤炭及可再生电力资源优势，需将内蒙古电力转型与国家的能源转型结合起来，找到在国家能源转型中内蒙古的角色定位，谋求内蒙古实践对国家电力可持续发展的贡献。

报告通过基准情景、清洁煤情景、高比例可再生情景以及电力革命情景，对内蒙古中长期电力发展进行了全面展望，对战略路径进行了系统比较，得到如下主要结论：未来20年，内蒙古电力将长期处于供给过剩的态势，电源结构逐步以清洁煤电代替传统煤电，电网通道建设滞后严重限制可再生能源的发展。考虑内蒙古能源资源发展状况，各地区电力电量平衡情况，以及全国电网规划布局，至2030年、2050年，蒙西、蒙东电网电力外送的主要流向仍然是华北、华东以及东北地区。2020年力争外送规模达到8000万千瓦，促使可再生能源发电比重超过20%。主要建议：内蒙古电力战略旨在建设辐射华北地区的重要清洁电力基地，以清洁煤电为战略基础，以风电、光伏为战略驱动，构建多元化电源供给结构；加强电网建设，建立外送通道，加强能源电力合作，拓宽电力供应渠道和电力市场，提高电力协同保障能力，努力构建安全、高效、绿色、经济的电力供应体系。

从内容编排上看，本报告分为八个章节。第一章阐释了电力战略在能源战略中的地位，为下文探讨内蒙古的电力发展奠定理论基础。第二章阐释了内蒙古当前的电力发展战略基础，包括区域内电力消费增长的基础、电力供给增长对输出通道的依赖，以及蒙西、蒙东两大电网的基本情况。第三章对内蒙古未来的电力需求和电网发展做了预测与展望。第四章基于第三章的需求预测，合理提出四条内蒙古电力发展路径，通过经济性、技术可行性、安全性等评价方式，最终推荐革命路径为内蒙古未来电力发展最佳选择。第五章充分分析了内蒙古目前面临的机遇与挑战，主要分析了窝电现象以及生态约束情况。第六、七、八章从战略报告的角度，系统阐释了从战略目标到战略路径再到保障措施的一系列发展规划。

第一章　战 略 地 位

电力作为各种能源清洁开发利用的重要方式，在能源发展转型过程中，成为交通、建筑、工业领域变革的重要驱动力量，也是实现大规模化石燃料应用的关键途径。在 APEC 会议中，我国提出 2030 年达到碳排放峰值，非化石能源消费比例占一次能源消费的 20%，对以煤炭及可再生资源作为优势资源的内蒙古，提出了前所未有的机遇与挑战。一方面，内蒙古作为全国第一的煤炭资源大省，需要闯出一条满足气候变化约束条件下的高碳能源低碳利用的清洁利用之路；另一方面，作为拥有超过全国 1/2 风资源、1/3 太阳能的非化石能源大省，要探索出一条高效清洁能源利用之路，为全国 20%的目标做出贡献。电力作为煤炭清洁利用、非化石能源大规模利用的重要方式，必将在内蒙古能源转型中占据重要的地位。

1.1　电力是能源发展转型的核心驱动力

电力驱动数字信息技术和通信技术为支持经济可持续发展提供着至关重要的基础作用。电力已成为信息时代的重要“血脉”。作为能源载体，电能通过输电网络和储电装置几乎覆盖了人类所能触及的任何地域。电能的来源广泛，通过加工转换可以从目前已知的任何一次能源资源中获得，并能为任何产品或服务提供能源。电力清洁、高效、精确、灵活，能够确保包括通信、建筑、工业、交通在内的主要部门及基础设施继续提高电气化水平，并将电力作为自身能源发展转型的重要选择。

正是因为电力的重要性和普遍存在性，电力注定会在能源发展转型过程中成为交通、建筑、工业领域变革的重要推动力量。要重塑内蒙古经济体系中的能源体系就必须加速电力系统的变革，成为具有可再生性、多元化、分散性、灵活性以及以消费者为导向的系统，并从物质层面、操作层面、决策层面提高灵活性。

1.2　电力是各种化石能源高效清洁开发利用的重要方式

1.2.1　实现煤炭高效开发利用需要优化发展煤电

保障我国能源供应，必须坚持贯彻立足国内的方针。从资源禀赋看，在未来相当长的时间内，煤炭都将是我国的基础能源。在能源生产侧，煤炭高效利用的主要方式是发电。在我国能源资源禀赋条件下，将更多的煤炭转化成电力是我国能源发展和提高效率的最佳选择。2013 年发电及供热用煤占当年煤炭消费总量的比重为 57%，占到半数以上。因此，推进我国煤电的优化发展，有利于实现煤炭资源的高效开发利用，对保障我国能源供应安全意义重大。

从世界范围看，煤炭的主要利用方式就是发电。2013 年，用于发电的煤炭世界消费量为 65%，其中美国发电用煤占煤炭消费总量的比重超过 90%，欧盟为 78.7%，印度为

72.5%。无论是同世界平均水平相比，还是欧美发达经济体相比，我国发电用煤占煤炭消费总量的比重都明显偏低。

突破环境约束要求电能替代。随着能源的大规模开发和利用，未来生态和环境的约束将日益凸显。煤炭的大量终端消费是引起我国环境问题的主要因素之一。发达工业国家几乎把全部或大部分煤炭用于发电，煤炭在终端能源消费中的比重很低。现代大型火电厂采用先进的燃烧技术和完善的除尘、脱硫、脱硝装置，减少烟尘、二氧化硫等对大气的污染，可以有效减少有害物质的排放总量和排放浓度，实现对污染物的集中规模化处理。因此，将煤炭转化成电力再投入终端使用是减轻煤炭对生态环境破坏的最好办法之一。在城市中大力发展电能替代，减少煤炭直接燃烧，推广电动汽车，也可以促进城市大气质量的提高和生态环境的改善。

1.2.2 电力发展是提高终端能源消费清洁化水平的关键

终端能源品种之间具备一定的可替代性。电能具有清洁、高效、便捷的优势，是应用广泛的二次能源，是现代社会不可或缺的生产和生活资源。所有的一次能源都可以转换成电能，电能可以较为方便地转换为机械能、热能等其他形式的能源并实现精密控制。电能的这些特点使其在现代经济社会中得到了广泛的应用，电气化已成为现代化的重要标志之一。

从发达国家的发展历程看，伴随着经济社会的发展，电气化水平也处于一个不断提高的过程，电气化水平与一个国家的经济发展水平密切相关，经济发达程度越高，其电气化水平也就越高。虽然各国资源状况、气候条件和生活习惯各不相同，电力发展进程具有不同的特点，但是人均 GDP 与人均用电量基本呈正相关关系。

一个国家的电气化水平通常用两个指标来衡量：一是发电用能占一次能源消费的比重，二是电能占终端能源消费的比重。无论是发达国家还是发展中国家，电能在终端能源消费中所占比重总体呈上升趋势。至 2010 年，多数发达国家电能占终端能源消费的比重在 20%以上。从全球看，发电用能占一次能源消费比重也呈明显上升趋势。1990 年全球发电用能占一次能源消费比重为 34%，2010 年达到 37.7%，增加了 3.7 个百分点。

未来随着能源新技术革命，可再生能源将得到大规模发展，电动汽车等新兴产业在交通等行业中将占据更为重要的地位。世界电气化程度将进一步提高，能源消费整体电气化趋势将更为明显。根据 IEA 对世界能源消费格局的预测，到 2030 年，发电用能占世界一次能源消费比重将达到 41.4%，其中美国、欧盟和日本分别达到 44.7%、43.0%和 49.5%；电能占世界终端能源消费的比重将达到 22.0%，其中美国、欧盟和日本分别达到 25.4%、23.0%和 30.2%。

实施以提高电气化水平为主要目标的终端能源替代战略。推进终端能源替代，优化能源结构是能源发展转型的客观要求。我国能源以煤为主，油气资源不足，石油对外依存度高，决定我国油气占终端能源消费的比重难以大幅提升，以电气化提高和电能替代为主要方向推进终端能源替代符合我国基本国情。未来随着我国能源消费总量的不断增长，在工业化、城镇化的过程中，从国家层面统筹部署推进电气化，提高工业、交通、商业、居民等能源消费不同领域的电气化水平对提高我国能源效率、改善生态环境具有积极意义。

1.3　电力是非化石能源实现大规模替代化石燃料的关键途径

解决我国能源发展面临的环保瓶颈，积极应对全球气候变化问题，必须大力发展核能、水能、风能、太阳能等清洁能源和可再生能源。在现有技术水平下，发电是清洁能源开发利用的主要形式，目前开发利用技术已经非常成熟的水能和比较成熟的核能、风能等清洁能源都需要转换成电力以供便捷使用。目前85%以上的商品化清洁能源需要通过电力部门转换才能得到大规模利用。从中长期看，可再生能源电力是实现大规模替代化石能源的重要途径。风电和太阳能发电在技术、成本和市场方面都有着明确的发展预期，是继水电之后比较成熟的可再生能源发电技术，在中国是需要优先发展的能源。没有水电、核电、风电和太阳能发电等清洁能源发电的大规模发展，推动我国能源转型将会成为一句空话。

1.4　电网建设是促进能源大范围高效配置的智能化载体平台

长期以来，电网的功能被简单地定位于电能输送载体。随着电网技术的发展及其与智能化技术的融合应用，我国电网的功能、形态正在发生深刻变化。智能电网不仅仅是电能输送的载体，而且是现代能源综合运输体系的重要组成部分，是具有强大能源资源配置功能的智能化的基础平台。将智能电网作为能源资源高效配置的载体平台是电力发展转型的核心任务，是实现能源发展转变的战略基点。对保障电力供应、集约化开发能源资源、优化能源输送格局、提高能源配置效率、保护生态环境、应对新一轮能源技术革命都具有重要意义。

电网建设是集约化开发能源资源和优化能源输送格局的需要。结合我国发电能源资源分布及生产力布局情况，建设大型电源基地，实现集约高效开发，是实现我国电力可持续发展的重要现实选择之一。从煤电发展看，随着煤炭资源开发的不断深入，未来我国煤炭开发重心将逐步西移和北移。在煤炭资源富集地区建设大型煤电基地提高煤炭就地转化比例，有利于提高我国煤电稳定供应的保障水平，统筹利用全国环境资源，促进煤炭的高效清洁转换利用。从水电发展看，我国水能资源丰富，且集中分布在长江、金沙江、怒江等大江大河上，具有良好的集中开发和规模外送条件，建设大型水电基地是未来开发利用我国水能资源的主要发展方向。从核电发展看，建设大型核电基地，有利于适应核电单机规模不断大型化的发展方向，高效利用站址资源。从可再生能源发展看，我国风能、太阳能资源等适宜大规模集中开发，在资源富集地区建设大型风电、太阳能基地是大规模开发利用我国可再生能源的重要途径。

电网建设是提高能源配置效率的需要。实施大规模电网建设，有利于促进电网互联，获得多方面联网效益。通过大规模电网建设，可以减少全网装机总容量，节省电力建设资金；通过电网互联，可以发挥大电网调剂余缺、水火互济、跨流域补偿、降低可再生能源资源浪费、错峰调峰、互为备用、事故救援等多方面作用，提高能源资源综合利用效率。同时，电网发展将为开发利用需求侧资源提供有利条件。通过电网与用户的双向互动，可以引导用户有序用电行为，促进节能降耗，削峰填谷，提高系统运行水平和能源利用效率。

第二章　战 略 基 础

内蒙古的风电资源接近全国1/2,太阳能资源超过全国1/3,拥有得天独厚的资源优势。本省清洁能源资源丰富,依靠高耗能产业拉动的电力需求难以持续,电力供给的增加高度依赖外送能力,然而外送通道严重不足,蒙东、蒙西两独立区域电网互联互通能力薄弱。它们是内蒙古电力长期发展中的突出特点,共同构成了内蒙古电力发展的战略基础。

2.1　区内电力消费增长主要依靠高耗能产业拉动

2.1.1　电力消费增速放缓,用电结构将有所改善

进入2000年后,内蒙古经济快速增长,但随着经济放缓,电力消费增速也出现较快下降。如图2-1所示,内蒙古用电总量和增速出现巨大的变化。随着经济快速增长,用电需求出现井喷式增长,2004—2007年,平均增速一度接近30%。但2008年受金融危机影响,内蒙古高耗能产业下滑严重,由此产生了电力需求的大幅下降。

2013年,内蒙古电力消费总量为2181.9亿千瓦时,比2010年增加645.1亿千瓦时,同比增长19%,增长率较上年持平。2013年,内蒙古日均用电量为50236万千瓦时,比2010年增加8131万千瓦时,人均用电量7421.66千瓦时。

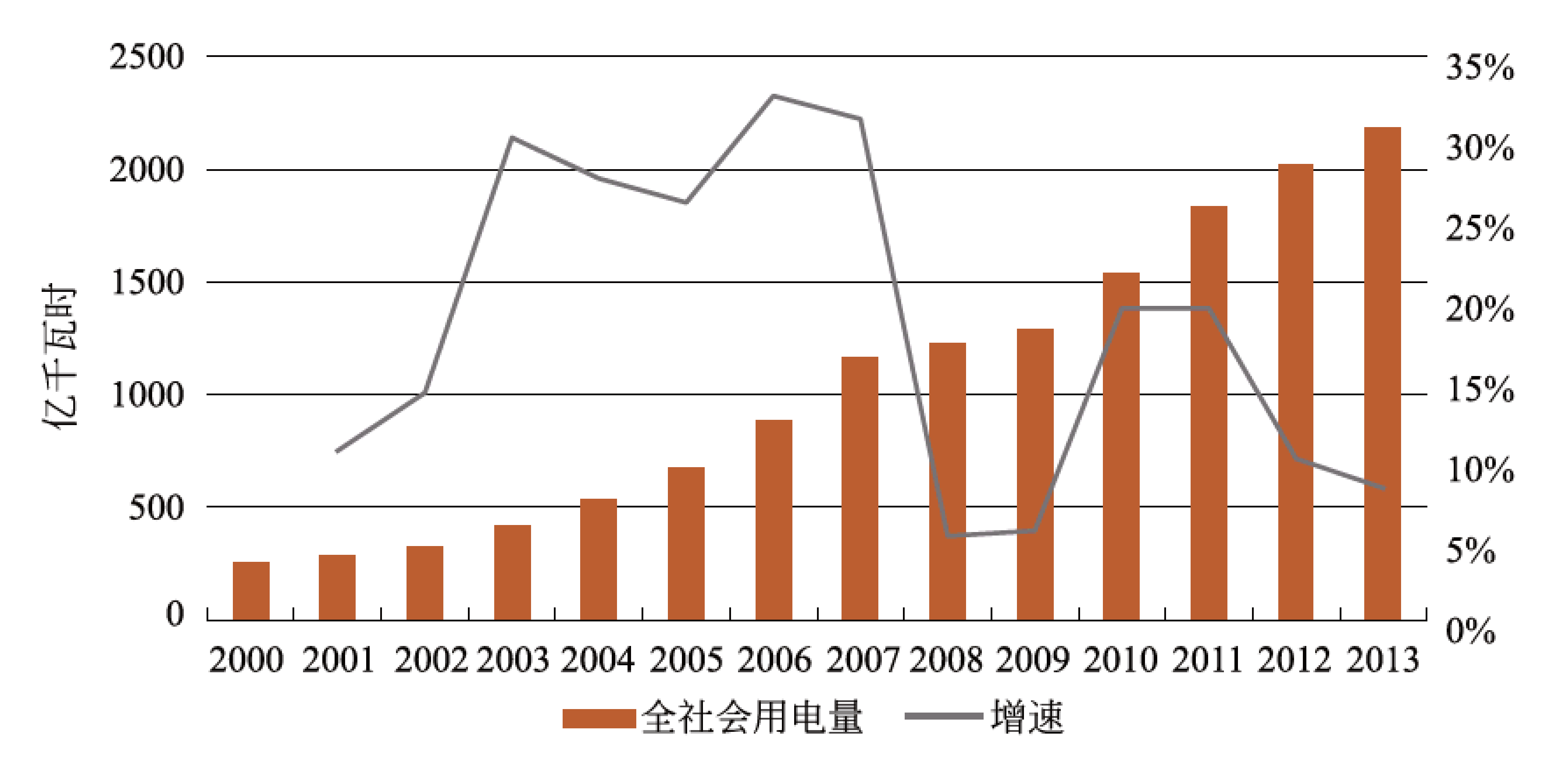


图2-1　电力消费总量与增速

如图2-2、图2-3所示,13年来内蒙古用电结构未有明显变化,第二产业用电一直维持在85%以上,期间虽有小幅波动,但结构变化不大。从2000年到2013年,一产用电量占比下降较为明显,从2000年的6.63%下降为2013年的1.56%,下降了5.1%。居民生活用电

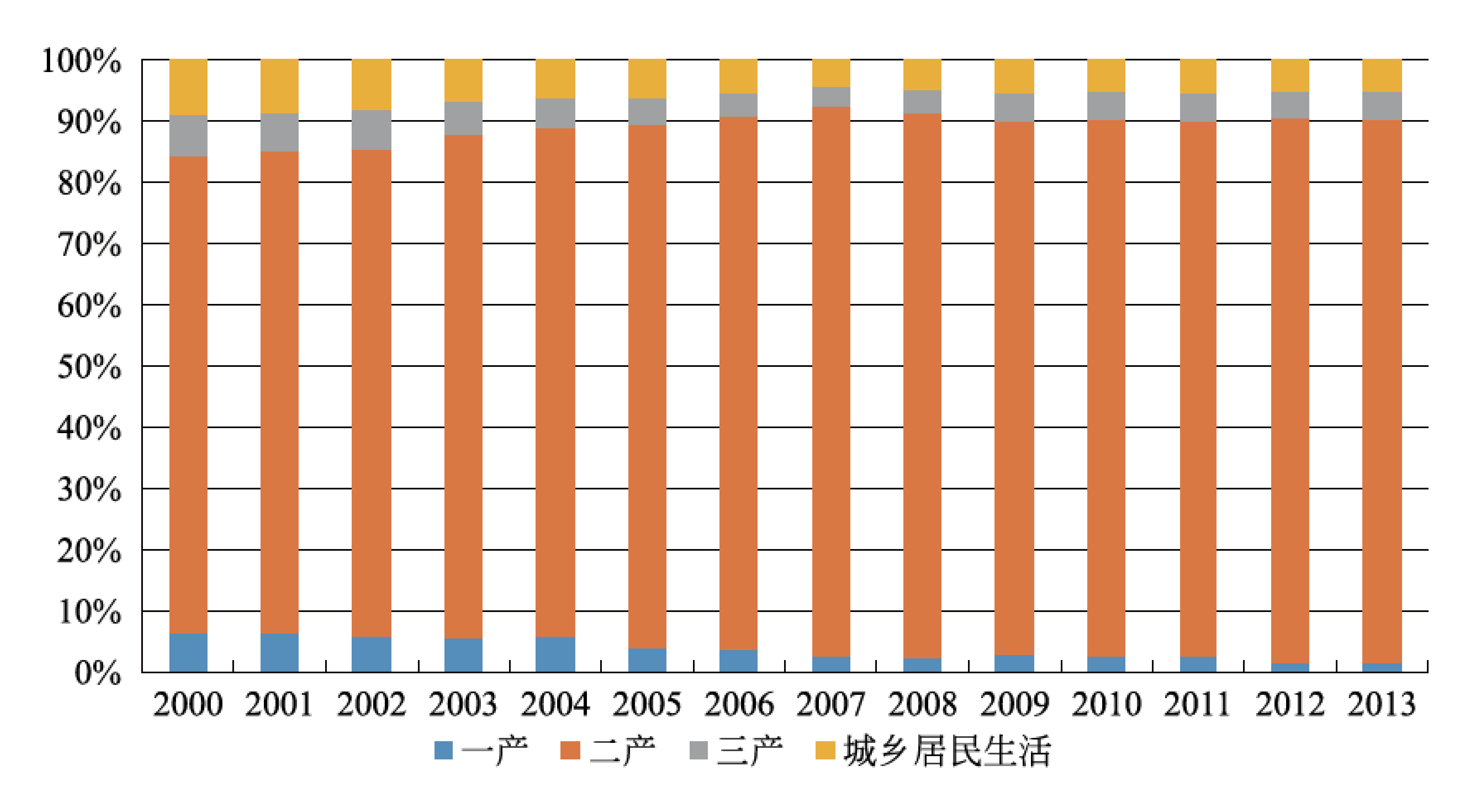


图 2-2　用电结构变化

占比也呈现下降趋势，从 2000 年的 8.73％下降为 2013 年的 5.1％，下降了 3.6％。增长部分基本都在二产用电，从 2000 年的 78.2％，增长为 2013 年的 87.47％，增长了 9.3％。而第三产业用电量占比变化不大。

如图 2-4 所示，2011 年第二产业增速 19％，较 2010 年的 20％略有下降。2011 年第三产业增速 30％，较 2010 年的 27％增长 3 个百分点，比第二产业增速高出 11 个百分点。第一产业 2011 年增速为 14％，比 2010 年略有增加。从图 2-4 可以看出，从 2008 年开始第三产业用电增速就已经超过二产增速，到 2010 年，三产增速已经拉大与二产增速间的差距。所以，在可以预见的未来，内蒙古电力消费结构将向着更加均衡的方向发展，即三产用电占比逐步增加，一产维持基本的发展需求，二产占比逐步减少。

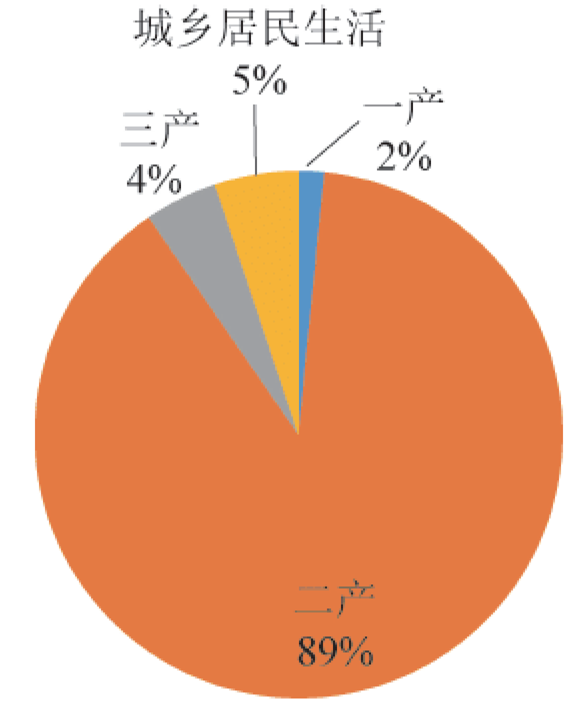


图 2-3　2013 年用电结构

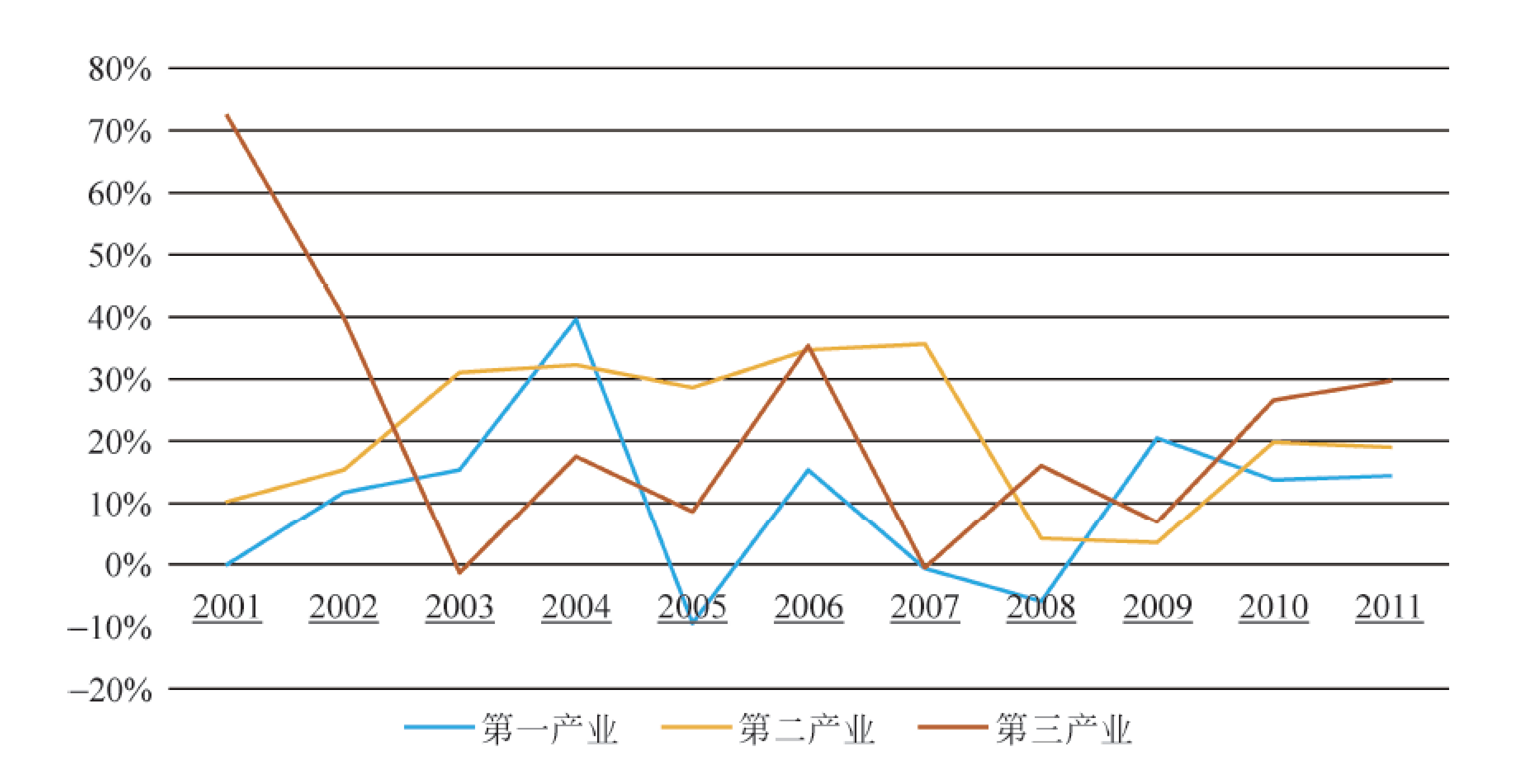


图 2-4　三产用电增速

2.1.2 内蒙古电网负荷存在季节性和周期性变化

在电力负荷方面，到2010年12月底，内蒙古电网最大发电负荷20231MW，最大地区供电负荷12519MW，全网自备负荷3620MW左右，统调用电负荷最高16139MW。各地区的最大负荷：包头3520MW，出现在11月4日；呼和浩特1581MW，出现在11月7日；乌海1382MW，出现在5月12日；阿拉善783MW，出现在5月30日；鄂尔多斯2610MW，出现在6月15日；巴彦淖尔1300MW，出现在5月23日；乌兰察布1758MW，出现在12月18日；薛家湾880MW，出现在5月25日；锡林郭勒640MW，出现在9月17日。从近几年年负荷特性来看，内蒙古电网冬季易出现高峰值。但随着地区负荷结构变化，预计冬季采暖用电负荷的突出特性将减缓，电网冬季负荷高峰与夏季负荷高峰将不断接近。近年来，内蒙古电网冬季日最大负荷出现在20时左右，主要由于大工业用电和高载能用电引起。总的来看，内蒙古电网有两个负荷高峰，分别出现在早晚时段，而低谷出现在半夜和中午时段（见表2-1）。

表2-1　月电力负荷

	2010年				2012年			
	供电最大负荷	最大日负荷率	月平均日负荷率	月最大峰谷差	供电最大负荷	最大日负荷率	月平均日负荷率	月最大峰谷差
1月	608.3	94%	92%	109.7	820.4	95%	93%	122.8
2月	621.5	92%	91%	103.3	808.6	97%	92%	143.1
3月	619.5	94%	92%	102.4	793.2	95%	92%	125.4
4月	658.9	95%	92%	108.2	884	95%	92%	147.7
5月	648.1	95%	89%	208.2	861.4	96%	93%	154.3
6月	675.1	94%	93%	111.2				
7月	723.5	96%	94%	108.5				
8月	720.7	95%	93%	129.3				
9月	774.8	96%	93%	133.9				
10月	774.2	96%	93%	208.9				
11月	815.2	94%	90%	252.8				
12月	832	94%	93%	173.4				

2.1.3 电力生产消费逐渐趋于平稳，单位GDP能耗逐步下降

一般来讲，电力的发展往往优先于GDP的增长，所以从电力的生产和消费弹性来讲往往大于1。从内蒙古电力生产与消费结构来讲，初期电力消费随工业发展波动较大，呈现较大的不确定性，消费和生产弹性也不匹配。从2000年以后，随着电力产业的合理有效发展，电力生产和消费弹性系数逐步接近，呈现出较为稳定的变化趋势（见图2-5）。从2007年之后，电力生产和消费弹性逐步降低，说明单位GDP能耗呈现下降趋势。

2.1.4 内蒙古二产用电比重过大

如图2-6所示，2011年内蒙古人均用电量8099千瓦时。根据IEA的数据显示，2011

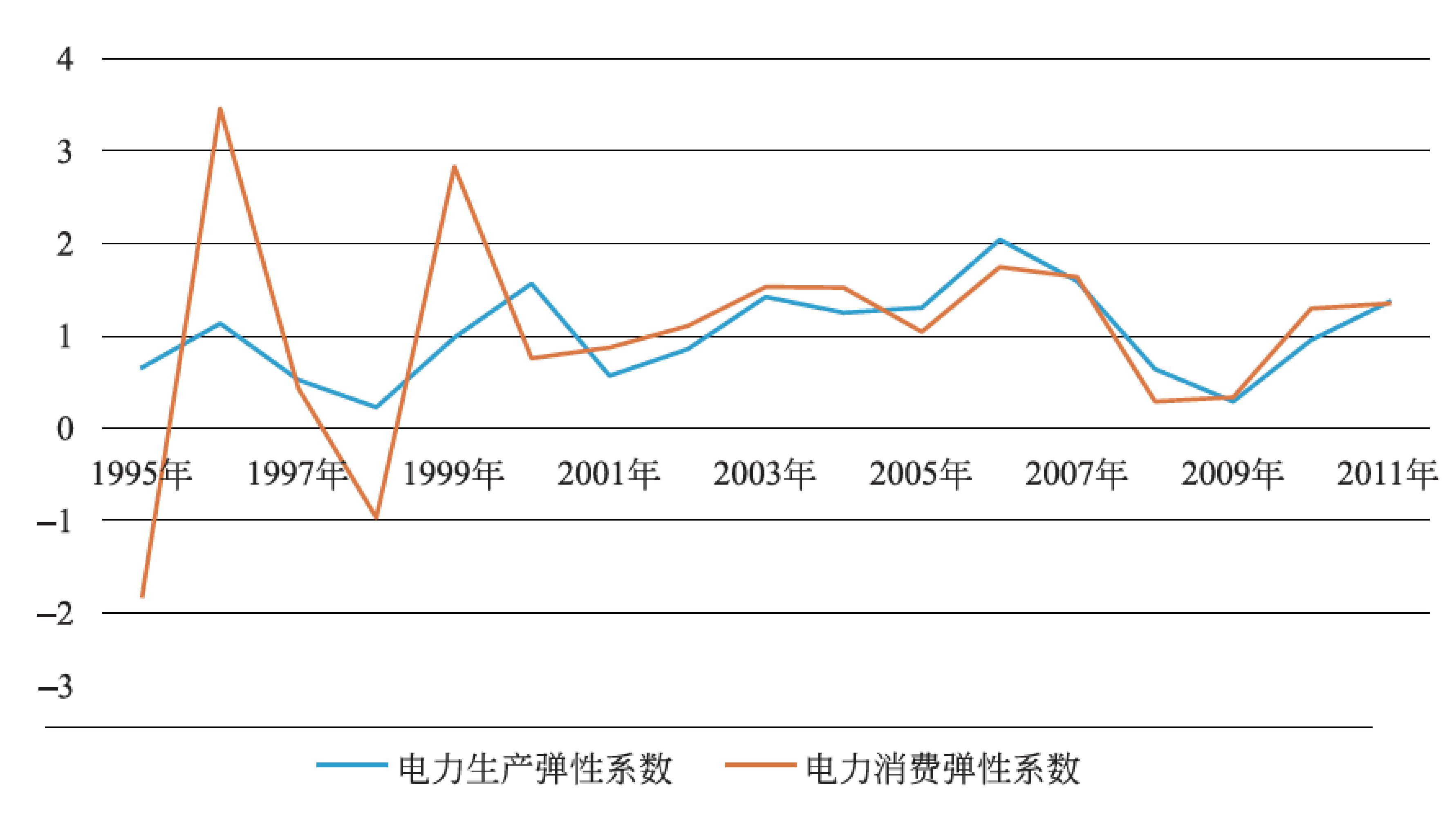


图 2-5　生产与消费弹性系数

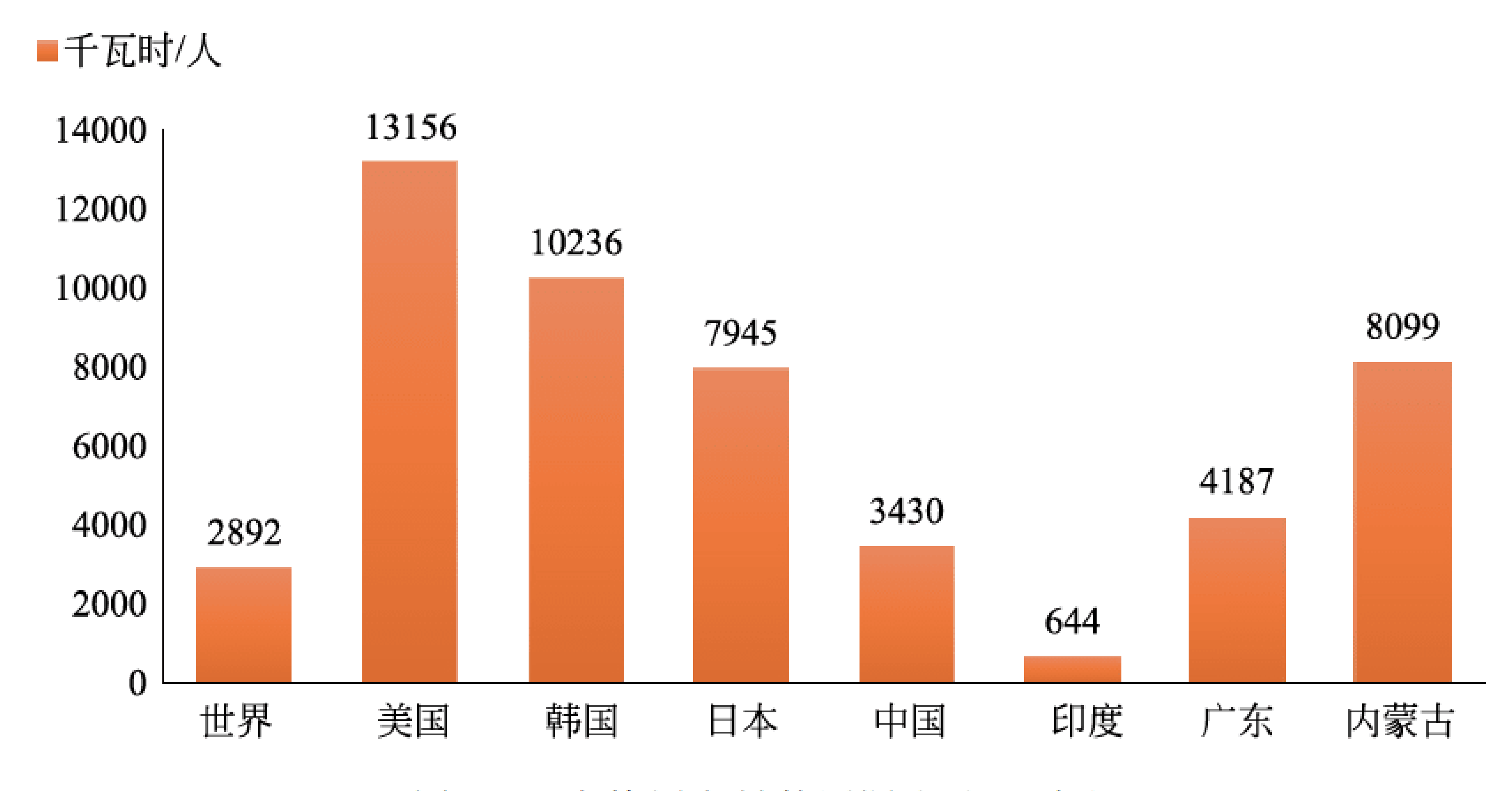


图 2-6　人均用电量的国际和地区对比

年，全球人均用电 2892 千瓦时，美国 13156 千瓦时/人，韩国和日本分别为 10236 千瓦时/人和 7945 千瓦时/人。据此数据计算，内蒙古人均用电量相当于世界人均用电的 2.8 倍，约为美国的 62%，韩国的 79%。

如图 2-7 所示，2011 年在内蒙古第二产业用电仍占据主导地位，占全社会用电量比重为 88.9%。根据 IEA 的统计口径，2009 年世界终端电力消费(不包括厂用电和线损电量)中，第一产业、第二产业、第三产业和居民生活用电比重分别为 2.6%、40.2%、28.9%和 28.3%。在 OECD 国家中，比重分别为 1.0%、31.0%、35.5%和 32.5%；在美国，第二产业用电比重为 21.9%，第三产业和生活用电比重分别为 40.7%和 37.4%。而内蒙古 2011 年第二产业用电比重为 88.9%，高出世界平均水平 48 个百分点，比 OECD 国家比重高 57 个百分点。2011 年内蒙古终端消费中居民和商业用电比重为 9%，比世界平均水平低 48 个百分点，比美国低 69 个百分点，产业格局极不合理。

按照 2005 年美元可比价格计算，2012 年中国单位 GDP 用电量为 1.03 千瓦时/美元。按照 IEA 统计数据，2010 年，世界单位 GDP 用电量平均水平为 0.39 千瓦时/美元，OECD 国家平均水平为 0.27 千瓦时/美元，非 OECD 国家平均水平为 0.71 千瓦时/美元，2011 年，

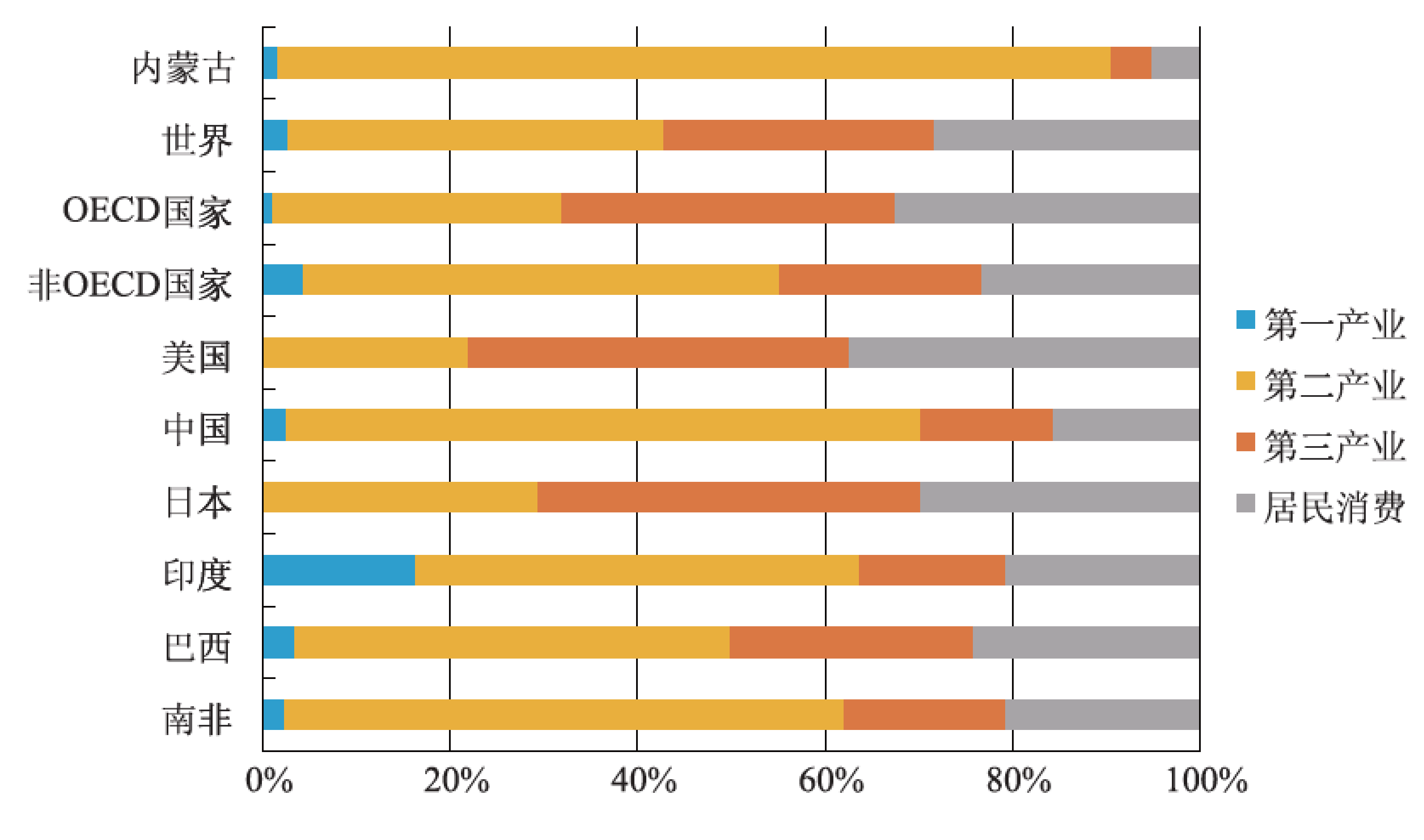


图 2-7　用电量占比国际对比

内蒙古自治区单位 GDP 用电量为 0.79 千瓦时/美元，据此计算，内蒙古自治区单位 GDP 用电量为世界平均水平的 2.5 倍(见图 2-8)。

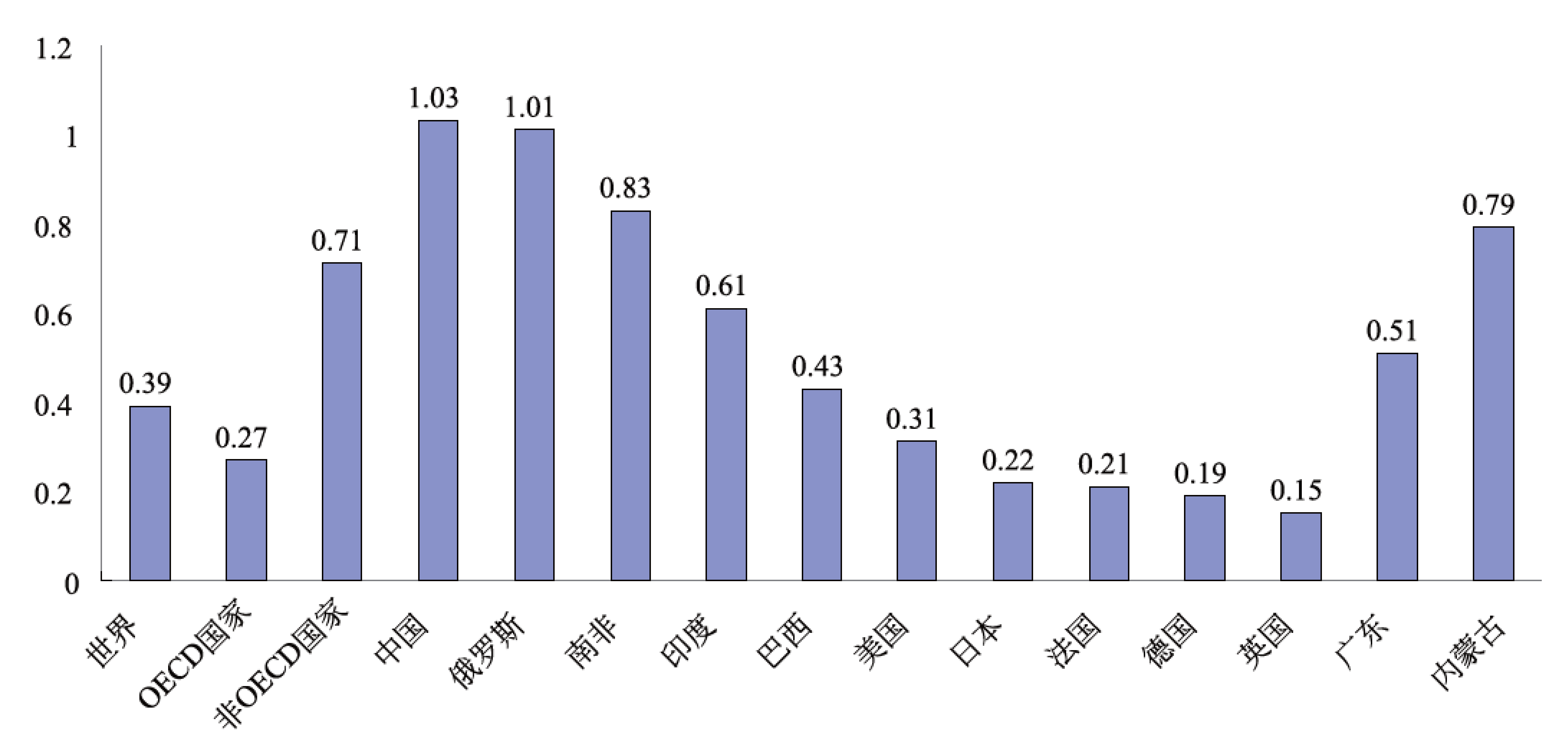


图 2-8　单位 GDP 电耗国际和地区对比

2.2　电力供给增长规模依赖外送通道建设规模

2.2.1　以煤为主的电力供给持续增加

截至 2011 年，全区 6000 千瓦及以上发电厂装机容量 7506 万千瓦，同比增长 17.06%。其中，水电 94 万千瓦，同比增长 3.07%；火电 5955 万千瓦，同比增长 11.37%；风电 1457 万千瓦，同比增长 52.56%。

截至 2012 年，全区 6000 千瓦及以上发电厂装机容量 7827.85 万千瓦，同比增长 4.42%。其中，水电 108.23 万千瓦，同比增长 27.06%；火电 6009.51 万千瓦，同比增长 1.07%；风电

1692.51 万千瓦，同比增长 16.17%。

截至 2013 年 12 月底，全区 6000 千瓦及以上发电厂装机容量 8446.05 万千瓦，同比增长 7.9%。其中：火电 6375.36 万千瓦，同比增长 6.09%；风电 1848.86 万千瓦，同比增长 9.24%；水电 108 万千瓦，与去年持平；太阳能 113.6 万千瓦，同比增长 545.45%。

如图 2-9、图 2-10 所示，内蒙古电力装机仍以火电为主，但日趋多元化，2011 年火电装机占 79%，较 2000 年 95%下降 16 个百分点。自 2007 年起，内蒙古风电开始进入蓬勃发展时期，2007 年、2008 年、2009 年，风电装机增长率一度达到 96%、113%、179%。风电装机占比也一路高升，从 2007 年的 2.6%，增长为 2011 年的 19.4%。同时，水电和太阳能光伏虽然目前占比很低，但未来将有很大的发展潜力。

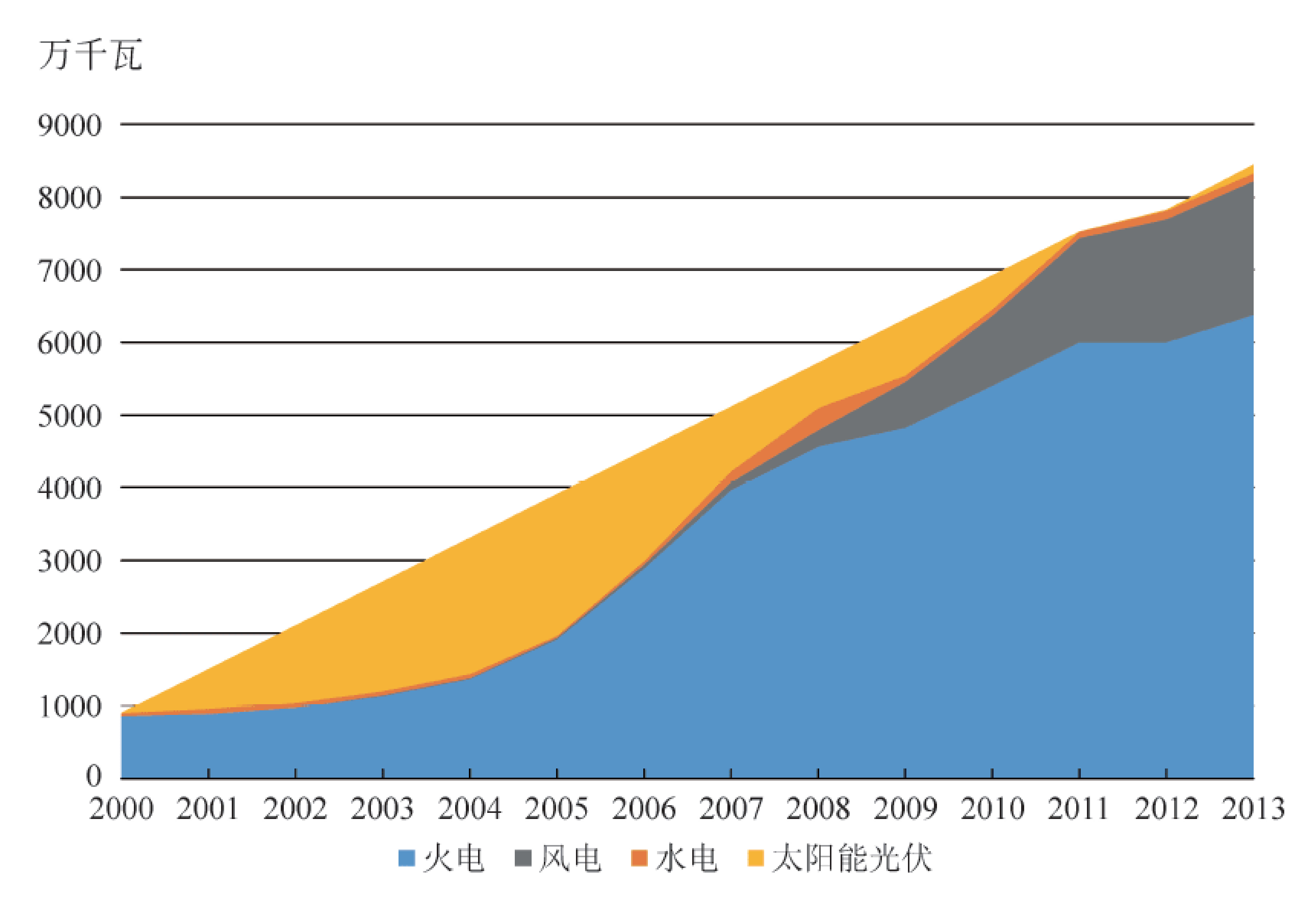


图 2-9　内蒙古电力装机容量

内蒙古各盟市装机情况与煤炭储量紧密相关，装机量排名前列的分别为鄂尔多斯市、乌兰察布市和锡林郭勒盟。三个盟市的总装机量达到 3517 万千瓦，占全区总装机量的 42%（见图 2-11）。

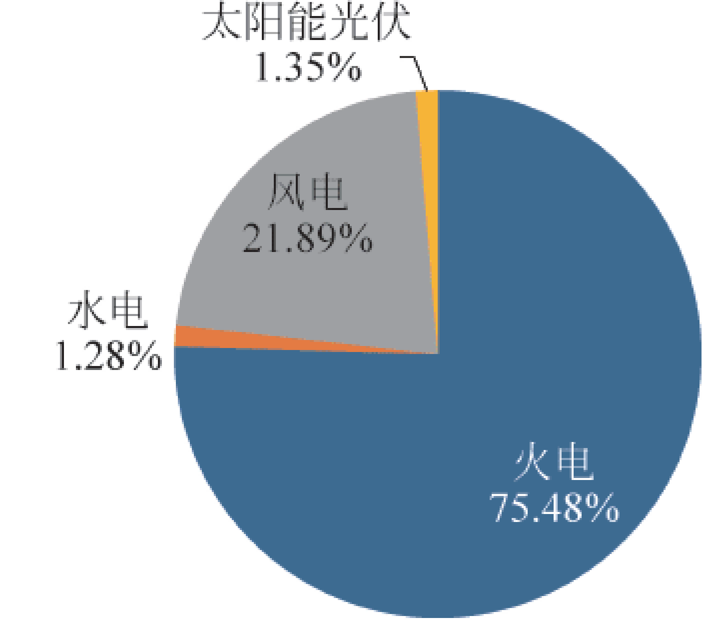


图 2-10　2013 年内蒙古电力装机占比

截至 2011 年，鄂尔多斯市 6000 千瓦及以上发电厂装机容量 1223 万千瓦，同比增长 6.4%。截至 2012 年，鄂尔多斯市装机容量 1254 万千瓦，同比增长 2.5%。截至 2013 年，鄂尔多斯装机容量猛增至 1528 万千瓦，同比增长 22%。

截至 2011 年，乌兰察布市 6000 千瓦及以上发电厂装机容量 915 万千瓦，同比增长 11.6%。截至 2012 年，乌兰察布市装机容量 955 万千瓦，同比增长 4.4%。截至 2013 年，乌兰察布装机容量猛增至 1060 万千瓦，同比增长 11%。

截至 2011 年，锡林郭勒盟 6000 千瓦及以上发电厂装机容量 836 万千瓦，同比增长 34.7%。截至 2012 年，锡林郭勒盟装机容量 870 万千瓦，同比增长 4.1%。截至 2013 年，

锡林郭勒盟装机容量猛增至 929 万千瓦，同比增长 6.7%。

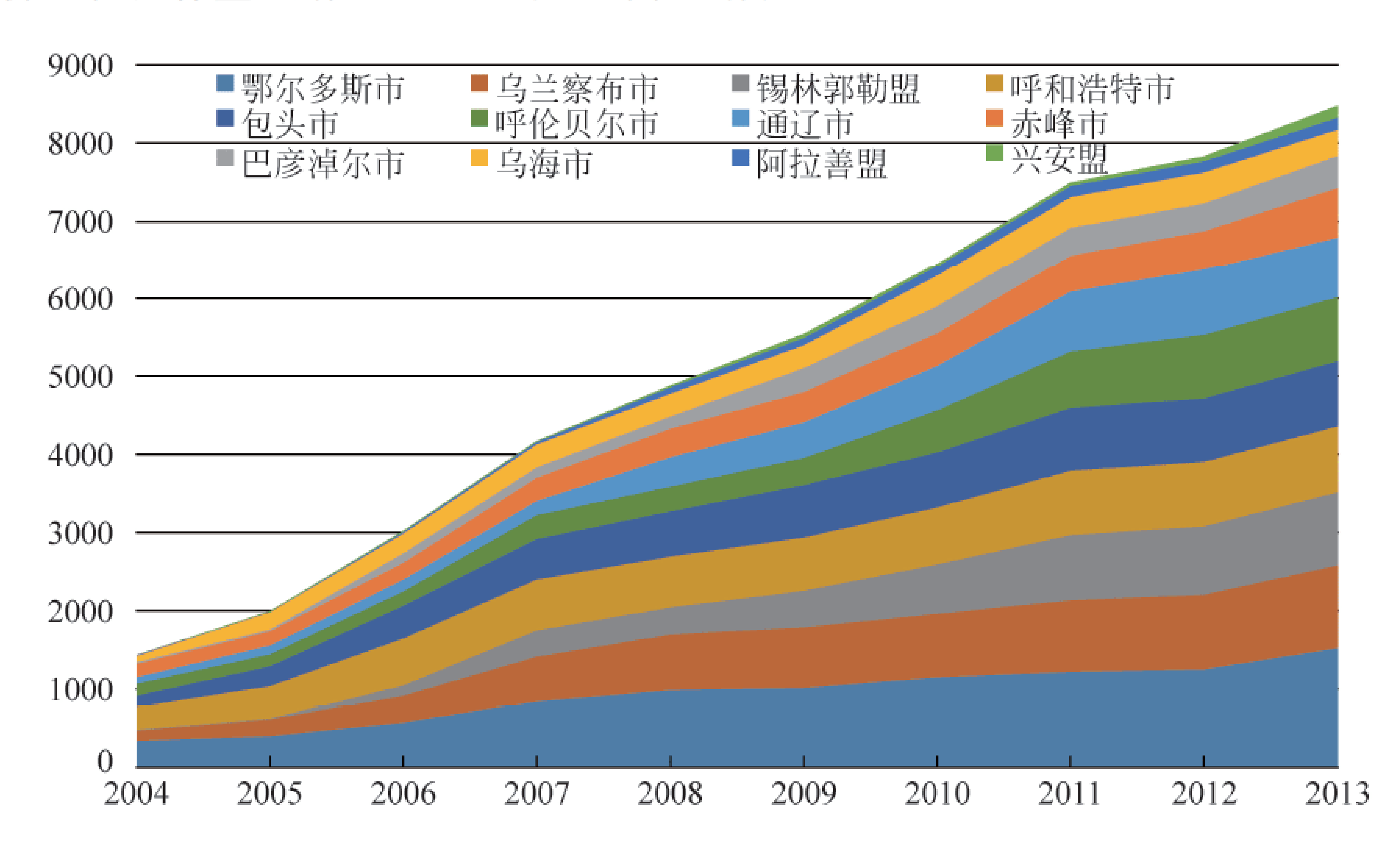


图 2-11　各盟市电力装机容量(万千瓦)

到 2010 年 12 月底，内蒙古发电总量完成 2571.82 亿千瓦时，同比增长 14.8%；风电量完成 173.1 亿千瓦时，同比增长 75.7%；最大日发电量 46738 万千瓦时(出现在 12 月 28 日)，同比增长 17.64%。最大日供电量 36588 万千瓦时(出现在 12 月 29 日，包括东送)，同比增长 36.87%。内蒙古西部电网新增火电装机 2366.9MW，新增风电装机 1881.51MW，全网火电发电机组平均利用小时 4500 小时。2010 年内蒙古西部电网最大供电负荷 20231MW，其中地方最大负荷 16396MW，送华北电网 3950MW，售电量 1171 亿千瓦时，含外送电量 271.15 亿千瓦时。

到 2012 年，全区发电量 3341.4 亿千瓦时，同比增长 6.6%，位居全国第三，占全国发电量的 6.7%。其中：蒙西地区 2553.6 亿千瓦时，同比增长 6.8%；蒙东地区 787.8 亿千瓦时，同比增长 6.1%。全社会用电量 2016.8 亿千瓦时，同比增长 8.2%(蒙西 1599.1 亿千瓦时，同比增长 7.1%，蒙东 417.6 亿千瓦时，同比增长 12.7%)。其中：第一产业 32.9 亿千瓦时，同比下降 30.8%；第二产业 1794.8 亿千瓦时，同比增长 9.0%；第三产业 87.5 亿千瓦时，同比增长 12.1%；城乡居民生活用电 101.5 亿千瓦时，同比增长 9.8%。外送电量 1337.4 亿千瓦时，同比增长 4.8%。位居全国第一，占全国跨省区送电量的 18%，其中：蒙西外送 909.6 亿千瓦时，同比增长 7.7%，蒙东外送 427.8 亿千瓦时，同比下降 0.9%。

到 2013 年，全区发电量 3620.12 亿千瓦时，同比增长 8.3%。其中火电发电量 3210.28 亿千瓦时，同比增长 6.1%；风电 368.37 亿千瓦时，同比增长 29.6%；水电 35.8 亿千瓦时，同比增长 23.7%；太阳能光伏 5.67 亿千瓦时，同比增长 275.5%(见表 2-2)。可再生能源发电在 2013 年得到长足发展，风电、太阳能光伏增速均列全国首位。

2.2.2　可再生能源受送出通道限制发展遇到瓶颈

内蒙古自治区地域辽阔，风能资源丰富。全区风能技术可开发容量超过 1.5 亿千瓦，占全国陆地风能资源储量的 50%以上，居全国首位。可开发的大型风电场主要分布在巴彦淖尔市、包头市、乌兰察布市、锡林郭勒盟等地区。这些地区邻近华北电网、东北电网和西北电

网的负荷中心，是国家落实可再生能源发展规划目标、开发建设百万及千万千瓦级风电基地的重要地区之一，被国家确定为“风电三峡”基地。

表 2-2　内蒙古自治区分类电力生产量

	电力生产量（亿千瓦时）	火电（亿千瓦时）	风电（亿千瓦时）	水电（亿千瓦时）	光伏（亿千瓦时）
1990 年	169.54	168.5		1.34	
1995 年	278.54	277.11		1.43	
2000 年	439.22	432.09	0.87	5.59	
2001 年	465.5	456.98	1.09	6.19	
2002 年	518.48	507.3	1.34	6.91	
2003 年	647.73	639.53	1.44	7.07	
2004 年	827.65	816.74	2.18	8.8	
2005 年	1025.27	1010.21	3	11.38	
2006 年	1416.16	1395.73	3.8	11.16	
2007 年	1846.15	1791.03	13.3	11.31	
2008 年	2057.59	1998.77	34.4	0.83	
2009 年	2239.85	2073.49	98.5	12.3	
2010 年	2571.82	2352.9	173.1	16.29	
2011 年	3104.68	2859.4	226.89	18.26	
2012 年	3341.44	3026.64	284.34	28.95	1.51
2013 年	3620.12	3210.28	368.37	35.8	5.67

近年来，在国家加大能源结构调整力度，鼓励风电发展政策的指导下，内蒙古地区风电建设步伐明显加快。从 2010 年底全网风电装机 630 万千瓦，到 2013 年底三年时间，蒙西电网风电装机总容量已达 1104 万千瓦，三年新增装机 474 万千瓦，风电装机占全国风电装机总量的 14.6%，占全网总装机的 23.6%。其中乌兰察布地区的风电装机容量达到了 406 万千瓦、锡盟地区达 295 万千瓦，两个地区风电装机容量占全网风电装机总容量的 63%。2013 年，全网风电发电量 219.77 亿千瓦时，同比增长 23.3%，占全国风电发电量的 15.7%，占蒙西地区全社会用电量的 13.1%。目前，风电并网线路已达 109 条。

近几年来，为满足风电并网和送出要求，内蒙古电力(集团)有限责任公司加大电网建设力度，提高电网风电接纳能力，建设相关输变电工程。2013 年在风电装机 1104 万千瓦的情况下，风电平均利用小时达 2188 小时，同比增长了 204 小时，较全国风电平均利用小时高 108 小时。

近三年，蒙西地区太阳能光伏发电快速发展，蒙西电网从 2011 年开始有大型并网光伏电站，截至 2013 年底，蒙西电网已并网运行太阳能光伏电站达 43 座，容量 130 万千瓦，三年累计光伏发电量 7.7 亿千瓦时，其中 2013 年光伏发电量达 5.81 亿千瓦时。已并网运行生物质能源电厂 3 座，容量 6.6 万千瓦，2013 年累计发电量 3.86 亿千瓦时，同比增长 35.4%。

2.2.3 电力生产量严重依赖外送规模

内蒙古电力严重依赖外调，2013 年外调电力占总发电量的 40.15%，比 2012 年增长 1 个百分点（见图 2-12）。2013 年内蒙古区内电力消费量 2181.9 亿千瓦时，外调电量 1453.52 亿千瓦时。如此严重依赖外调的电力结构造成了内蒙古对外送通道的需求。而蒙东和蒙西两家电网的融合成为阻碍内蒙古电力外送的最大问题。2013 年，全区外送电量累计 1453.52 亿千瓦时，同比增长 8.6%。其中，送华北网电量 919.17 亿千瓦时，同比增长 2.5%；送东北网电量 491.39 亿千瓦时，同比增长 14.9%。

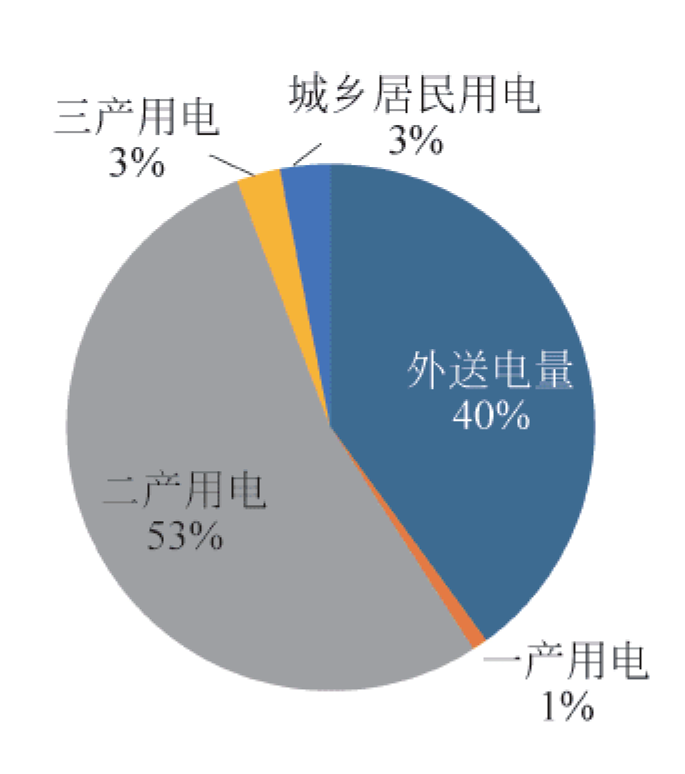


图 2-12 2013 年电力外调和省内消费配比

近年来蒙西火电、风电机组建设速度快、规模大。由于自治区经济总量较小，同时按照节能减排要求，近年来淘汰了大批落后产能，区内电力需求增量有限，短期内难以全部消纳已投运的火电、风电机组。2009 年，内蒙古电网火电机组平均利用小时仅为 4340 小时，低于全国平均水平 4950 小时。特别是网内风电装机已达 489 万千瓦，由于自治区电力市场空间和调峰能力不足，电网难以保证全额收购风电电量。第一，蒙西地区尚有一批国家已核准的电源在建项目，其中风电约 300 万千瓦，火电 453 万千瓦，抽水蓄能 120 万千瓦，水电 20 万千瓦。随着蒙西在建电源项目的陆续投产，发供电矛盾将更加突出。第二，电网外送通道严重不足。电网外送通道不足，是内蒙古电网电力平衡困难的一个主要原因。近年来，自治区外送通道建设严重滞后于电源建设。内蒙古电网新建超高压第三外送通道方案从 2006 年开始规划，由于种种原因，至今仍未开工。为解决蒙西地区大规模火电及风电送出问题，国家电网公司 2007 年提出建设蒙西特高压外送通道，目前还在规划论证和项目核准过程中。而且，国网公司上报国家的蒙西特高压通道建设方案，没有考虑特高压电网与内蒙古电网联网，无法解决内蒙古电网风电、火电送出问题。第三，电网投资能力无法满足大规模开发风电送出要求。内蒙古风电接入电网距离少则几十公里，多则一二百公里以上，风电接入单位投资远远超过火电。内蒙古电力公司购售电差价低、资本金匮乏、负债率高，电网投资能力不能满足风电发展的需要，由此出现风电接入电网方面的卡脖子问题。第四，电网投资与收益不相适应，电网建设资金短缺。内蒙古电网供电区域面积大、地域狭长、用电负荷密度低，输变电设施要比内地省区提高一到两个电压等级，单位用电负荷电网建设投资大。另一方面，内蒙古电网购售电差价处于全国最低水平。以上原因导致内蒙古电网建设投入与收益严重不相适应，电网建设资金短缺，还本付息问题非常突出。第五，500 千伏主干电网网架结构较为薄弱，尚未形成完整的“三横四纵”结构，电网安全稳定运行水平不高，不能完全满足各地区之间电力交换和向外送通道汇集电力的要求。第六，包头、乌海、乌兰察布等地区的 220 千伏电网结构不能完全满足地区经济社会发展用电需求，出现了部分 220 千伏线路过载和变电站 220 千伏母线短路电流超标等问题，影响电网安全稳定运行。第七，中低压配网建设与城市、农村经济社会发展不协调。城市、农村中低压配电网不能完全适应经济社会发展和人民生活用电的需要，存在着较多的问题，主要包括：

配网结构薄弱、设备老化、供电能力不足、自动化程度低等。第八，电网输变电设备利用率较低。自治区大部分盟市用电结构相似，各地区之间的高耗能企业存在着竞争，新老高耗能企业也存在着竞争，激烈的竞争使得大批高耗能企业停产或限产，致使电网输变电设备利用率较低（电网 220 千伏容载比超过 2.2，高于规程上限的要求）。

2.3　两区域电网构成自治区电力传输网架

内蒙古自治区电网分为蒙西和蒙东两部分，内蒙古西部电网（简称“蒙西电网”）由内蒙古电力（集团）有限责任公司运营管理，隶属内蒙古自治区政府国资委；内蒙古东部电网（简称“蒙东电网”）由内蒙古东部电力有限公司运营管理，隶属国家电网公司。目前，蒙西电网已经具有“三横四纵”500 千伏主干网架结构，同时与华北电网通过 2 条 500 千伏交流通道相连，220 千伏分地区配电网也已基本形成。蒙东电网的 4 个盟市电网已分别并入了东北电网，但蒙东电网主网尚未形成统一的网架结构。目前，蒙西地区主要有 6 条外送电通道，外送电能力合计约 1500 万千瓦；蒙东地区主要有 6 条外送电通道，外送电能力合计约 1055 万千瓦。

2.3.1　蒙西电网

蒙西电网供电范围涵盖内蒙古中西部地区六市二盟，即锡林郭勒盟、乌兰察布市、呼和浩特市、包头市、鄂尔多斯市、巴彦淖尔市、乌海市和阿拉善盟，不包括蒙东地区的四个盟市，即赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市。作为全国唯一独立的省级管理电网企业，内蒙古电力（集团）有限责任公司负责蒙西电网的规划、建设、管理经营及农电等工作。目前，蒙西电网供电面积 72 万平方公里，占自治区总面积的 60%，服务人口 1380 万人，占自治区总人口的 53%。

“十一五”时期及“十二五”初期，蒙西电网加大建设力度，形成了西起阿拉善、东至锡林郭勒的 500 千伏主网架，随着汗海-沽源-平安城 500 千伏东送华北第二条通道的投运，内蒙古电网电力东送能力大幅提升；随着河套 500 千伏变电站一次启动成功并投运，覆盖自治区 8 盟市的内蒙古电网“三横四纵”500 千伏主网架基本形成。同时，各盟市供电区域也形成了 220 千伏为主的供电网架结构。此外，蒙西电网开辟了自治区第一条向国外的外送通道，双回 220 千伏线路，向蒙古国铜矿送电，送电容量 14 万千瓦。

截至 2013 年底，蒙西电网拥有 35 千伏及以上等级变电站 828 座。其中，500 千伏变电站 20 座，变电容量 3255 万千伏安，500 千伏输电线路 4511 千米；220 千伏变电站 116 座，变电容量 3856.5 万千伏安，220 千伏输电线路 11840 千米；110 千伏变电站 326 座，变电容量 2436 万千伏安，110 千伏输电线路 11345 千米。目前，内蒙古电网拥有丰泉-万全、汗海-沽源-平安城 2 个向华北电网送电的通道，共计 4 回 500 千伏“网对网”东送华北电力通道，外送电能力 395 万千瓦。到 2013 年底，蒙西电网西电东送电量累计达到 2670 亿千瓦时。

截至 2013 年底，蒙西电网拥有统调 6000 千瓦以上发电厂 254 座，装机容量 4670.5 万

千瓦;其中风电 109 座,装机容量 1104 万千瓦,居全国各省网公司首位,风电发电量 219.77 亿千瓦时,同比增长 23.34%,约占全国风电发电量的 16.1%;光伏发电并网装机 129.8 万千瓦。蒙西电网最大发电负荷 2616.5 万千瓦;最大供电负荷 1942.4 万千瓦,其中,区内最大供电负荷 1571.2 万千瓦,东送华北电网最大负荷 446.4 万千瓦。

蒙西电网是全国省网中风电并网规模最大、光伏发电增长较快的电网。蒙西电网的不断加强,为自治区清洁能源输出基地建设提供了有力支撑。

2013 年,内蒙古电力(集团)有限责任公司售电量完成 1386.91 亿千瓦时,其中,区内售电量 1120.08 亿千瓦时,东送华北电网电量 266.83 亿千瓦时。公司营业收入 510.68 亿元,利税总额 31.08 亿元。截至 2013 年底,公司资产总额 506.21 亿元,资产负债率 55.59%。公司总体实力位居自治区工业企业前列。

截至 2013 年底蒙西电网地理接线如图 2-13 所示。

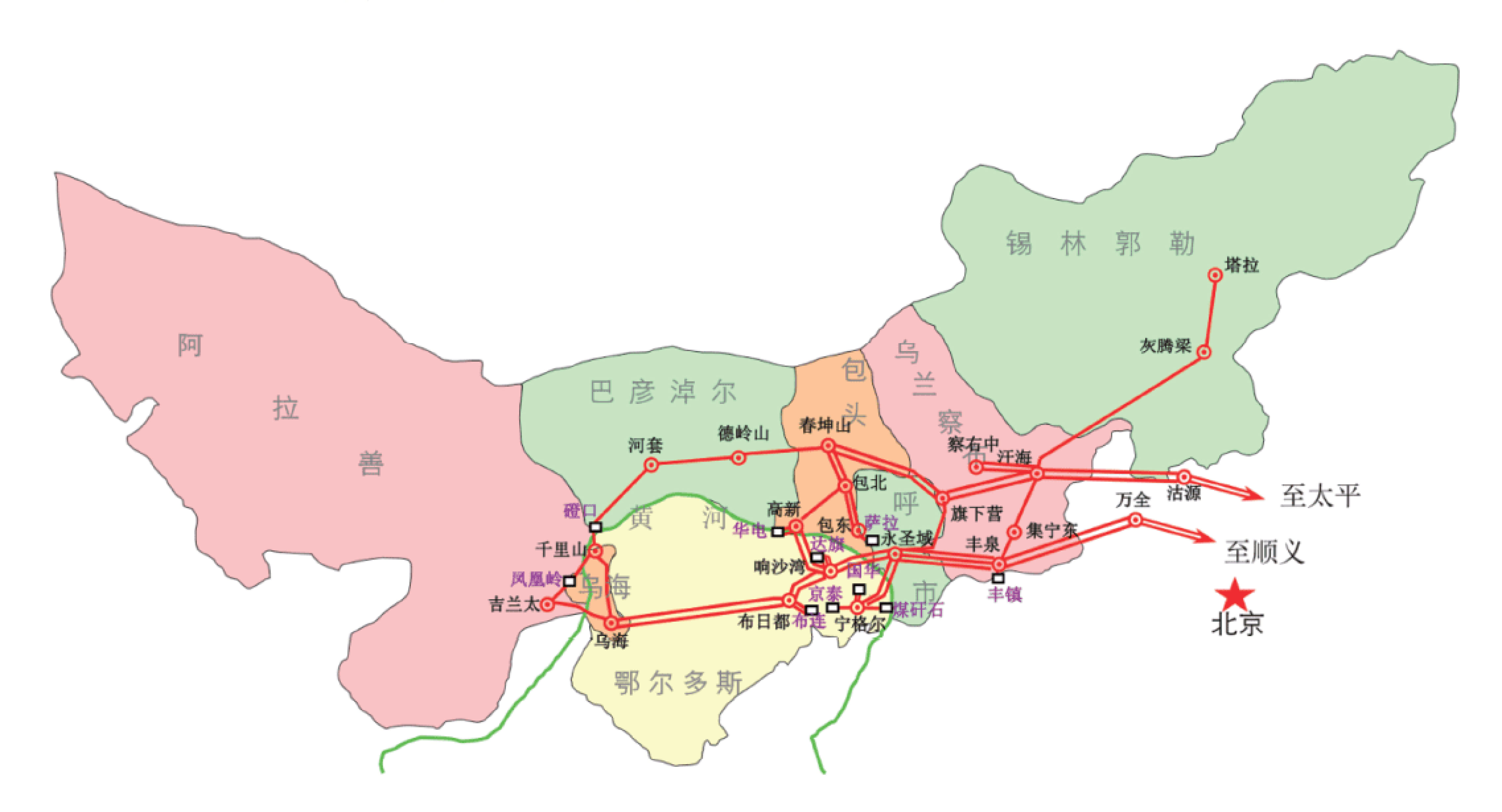


图 2-13　蒙西电网 500 千伏地理接线图

近三年(截至 2013 年底)蒙西电网建设投资 324 亿元,投产变电容量 3444 万千伏安、线路长度 4000 千米。通过电网基础设施建设,推进了蒙西电网外送电持续增长,提高了蒙西电网由西至东、由北至南向外送出口汇集电力的能力。加快了蒙西电网向我国中东部负荷中心送电的交流、直流通道建设,将蒙西风电、火电打捆外送,确保了中东部地区的能源供应,推动自治区风电基地、煤电基地的科学开发。同时,加快了汇集输送风电的电网建设,为自治区科学开发风电绿色能源提供了可靠的电网保障。

通过加大电网建设,保障自治区电力供应,为自治区优势资源转化、保持经济长周期、快增长搭建了基础平台。其中,重点保障以呼包鄂为核心沿黄河、沿交通干线经济带重点产业发展的电力供应,为自治区重点推动建设的 9 个工业集中区和 13 个点状布局的重点工业园区打造坚强的区域电网。

同时，蒙西电网逐步加强北部边远地区电网结构，保障当地资源开发和利用蒙古国进口资源加工产业的用电。按照国家、自治区总体的能源战略，蒙西电网以提供"能源外送"能力作为电网建设的重点，推进蒙西电网外送电持续增长，提高了蒙西电网由西至东、由北至南向外送出口汇集电力的能力。蒙西电网东送能力接近400万千瓦、近三年对外输送电量累计约810亿千瓦时。

2.3.2　蒙东电网

蒙东电网位于内蒙古自治区的东部，包括呼伦贝尔电网、兴安电网、通辽电网和赤峰电网四个部分。现辖39个旗县(市、区)，面积47万平方公里，占全区总面积的40%，总人口1173万，占全区总人口的47%。

蒙东电网中，赤峰电网和通辽电网原属于中央国有资产，1999年起由国家电网公司东北电网有限公司管理。呼伦贝尔市、兴安电网是属于内蒙古自治区人民政府的地方国有资产，由内蒙古电力(集团)有限公司管理。2009年6月29日，内蒙古自治区人民政府与国家电网公司相关划转协议签署，原属地方国有资产的呼伦贝尔市、兴安盟电网整体划转给国家电网统一运营，包括呼伦贝尔市、兴安盟、赤峰、通辽电网在内的国家电网蒙东电力公司正式挂牌成立。作为我国重要的煤电基地，蒙东电网不再具有分属中央和地方的资产特点。蒙东电网地理位置独特、丰富的能源基础以及"小负荷、大电源"的电网特性，使其发展主要定位于"服务型电网和送端型电网"。

目前，蒙东电网4个盟市分别并入东北电网，尚未形成统一电网。地区电网电压等级有所不同，呼伦贝尔、兴安地区包括500千伏、220千伏、110千伏、35千伏、10千伏及以下电压等级；赤峰、通辽地区包括500千伏、220千伏、66千伏、10千伏及以下电压等级。

截至2013年底，内蒙古蒙东电网已投运500千伏变电站6座，变电容量900万千伏安，线路长度3261千米；220千伏变电站50座，变电容量853万千伏安，线路长度6747千米；110(66)千伏变电站441座，变电容量880万千伏安，线路长度14880千米。现有14个送电通道，即：2回伊敏电厂-冯屯变500千伏交流线路（205万千瓦）；2回科尔沁-沙岭500千伏交流线路及3回220千伏宝龙山-长岭，城园-双辽，通辽-梨树交流线路（280万千瓦）；2回青山-燕南、2回青山-北宁500千伏交流线路(270万千瓦)；2回兴安-甜水500千伏交流线路(5万千瓦)；1回伊敏-穆家500千伏直流线路(300万千瓦)。

截至2013年底，蒙东电网装机2344万千瓦，其中：东北直调电厂1286.3万千瓦；地调电厂1057.8万千瓦(蒙东调度未正式执行调度职能，地区电厂全部由东北分部调度)。统调机组中火电装机1553.1万千瓦，风电装机747.9万千瓦，水电装机32.7万千瓦，太阳能光伏机组5万千瓦，生物质机组5.4万千瓦。

2013年国家电网蒙东电力公司售电量完成745.9亿千瓦时，同比增长10.8%。其中：外送电量491.39亿千瓦时，同比增长14.74%；地区售电量254.51亿千瓦时，同比增长3.84%。公司售电量比上年同期增加72.52亿千瓦时，其中：地区售电量同比增加9.40亿千瓦时；东送电量同比增加63.11亿千瓦时。

蒙东电网地理接线如图2-14所示。

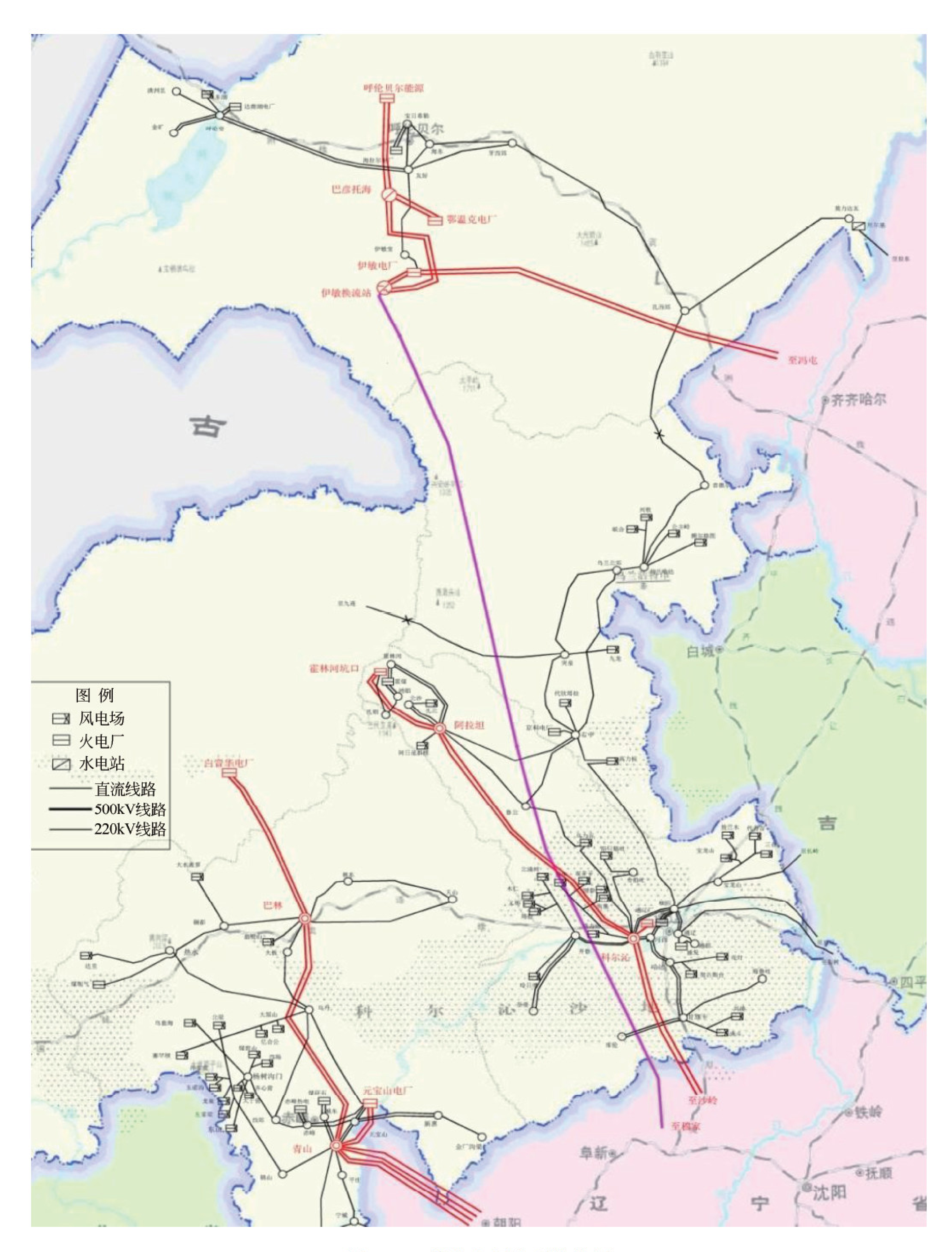


图 2-14　蒙东电网地理接线图

第三章　需 求 预 测

除自治区在交通、建筑、工业等领域的电力需求外，内蒙古凭借区位优势，在华北地区治理大气雾霾、支撑经济发展中，具有独特的区位优势，将作为清洁电力输出基地，在未来 20 年间不断发挥愈加突出的作用。因此，报告对内蒙古经济总量及产业结构、人口增长、城市化进程、交通消费、居民消费等进行了研判，同时也对东北、华北地区的电力市场潜力进行了初步分析，由此得到内蒙古在中长期的电力需求区间，并结合蒙西电网、蒙东电网的基础设施规划情况，对未来的输出通道规模进行了可行性展望。

3.1　经济社会发展趋势

3.1.1　GDP 增速进入下调周期，产业分布变化明显

国内生产总值是综合反映一个国家或一个地区的经济发展水平的重要指标。按当年价格计算，内蒙古自治区 1985 年的国内生产总值是 164 亿元，而到了 1990 年，上升为 319.31 亿元，1997 年突破 1000 亿元大关，达到 1099.77 亿元，是 1990 年的三倍多，2005 年为 3895.55 亿元，比上年增长了 23.8%，比全国平均水平高出 10 个百分点，其中第一产业增加值增长 2%，第二产业增长 12%，第三产业增长 12.1%。从 1995 年开始到 2005 年，全区 GDP 年均增长 13.79%，是改革开放以来经济增长最快的时期。但 2005 年之后，GDP 增速呈现明显的下滑趋势，直到 2013 年，GDP 增速开始趋稳(见图 3-1)。

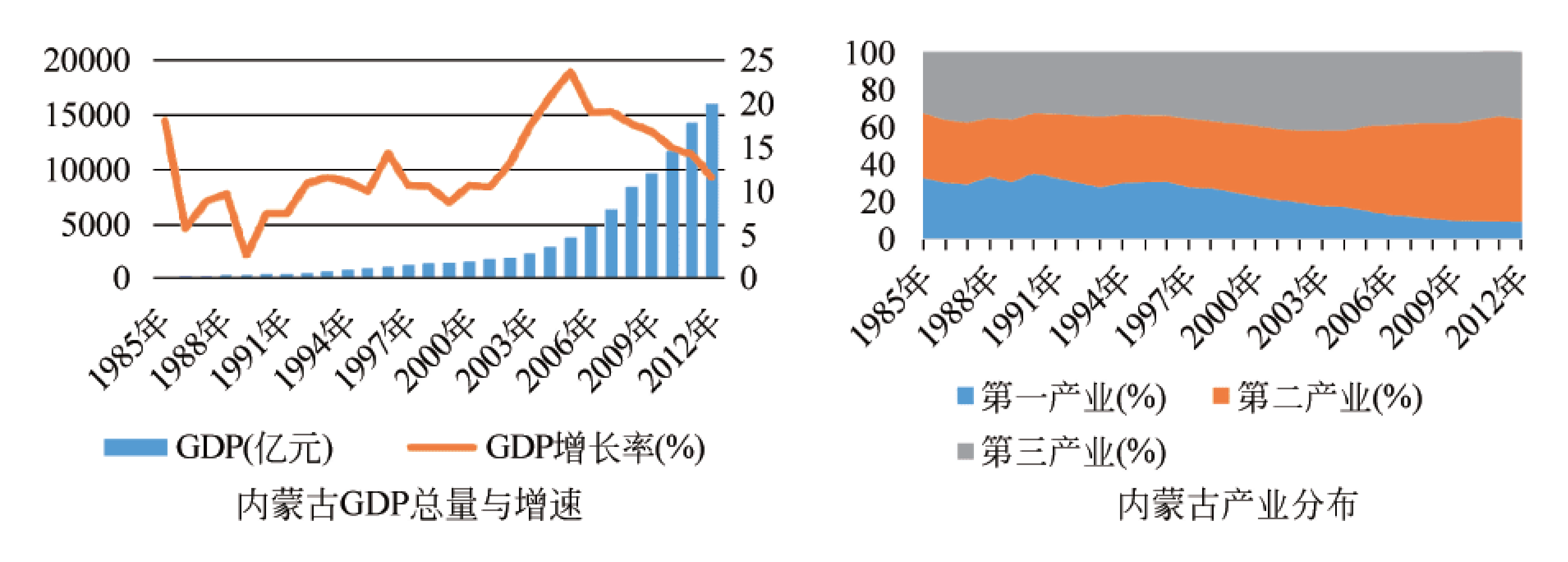


图 3-1　GDP 增速与产业分布

3.1.2　内蒙古 GDP 总量及人均 GDP 排名稳步上升

到 2012 年底，内蒙古 GDP 总量排名已达全国各省第 15，人均 GDP 全国第 5，甚至个别城市如鄂尔多斯人均 GDP 已达全国主要城市排名第一。图 3-2 显示，内蒙古后发制胜，从

2005 年开始，无论是 GDP 总量还是人均 GDP 都有了质的飞跃，高速的增长将与其相似的省份远远抛在了身后，甚至敢与经济强省一较高下。同时，我们可以发现内蒙古经济排名很少出现下降现象，趋势稳定，持续向好。

从 GDP 位次来看：统计表明：从 2002—2011 年，内蒙古经济总量从 1725 亿元增长到 1.42 万亿元，地方财政收入由 113 亿元增加到 1357 亿元，城镇居民人均可支配收入由 6051 元增加到 2.04 万元，农牧民人均纯收入由 2086 元增加到 6642 元。

10 年里，内蒙古 GDP 总量先后超越 9 个省区市，由全国第 24 位上升至全国第 15 位，成为中国 5 个自治区中首家、西部 12 个省区市中第二个进入“万亿俱乐部”的省份；人均 GDP 由 2002 年的 7000 多元增加到 2011 年的 5.75 万元，在全国的位次由第 16 位前移至第 6 位；地方财政一般预算收入先后超越 7 个省区市，由全国第 25 位升到全国第 18 位，实现了经济实力由全国后列到中列的跃升(见图 3-2)。

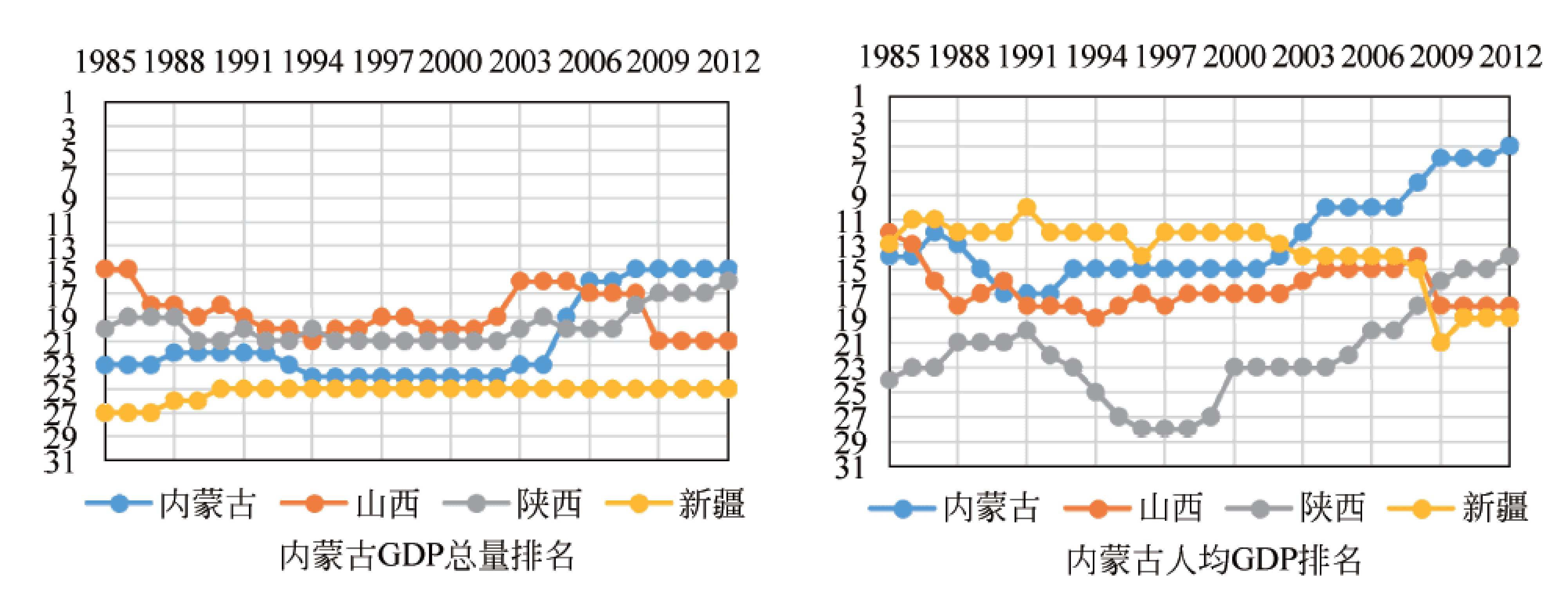


图 3-2 GDP 排名

从 GDP 增速上看：内蒙古“十一五”期间多年居全国之首。“十一五”时期，内蒙古经济平均增速高达 17.6%，延续“十五”时期的高速发展态势，稳居全国首位。陕西年均增长 14.8%，居全国第 5 位，山西 11.2%，居 28 位。新疆 9.4%，居全国 29 位。但是从 2002 年开始连续 8 年的 GDP 总量和人均增速第一的位置在 2010 年出现易位，经济增速开始放缓，在 GDP 总量增速上甚至已经被陕西和新疆超过(见图 3-3)。

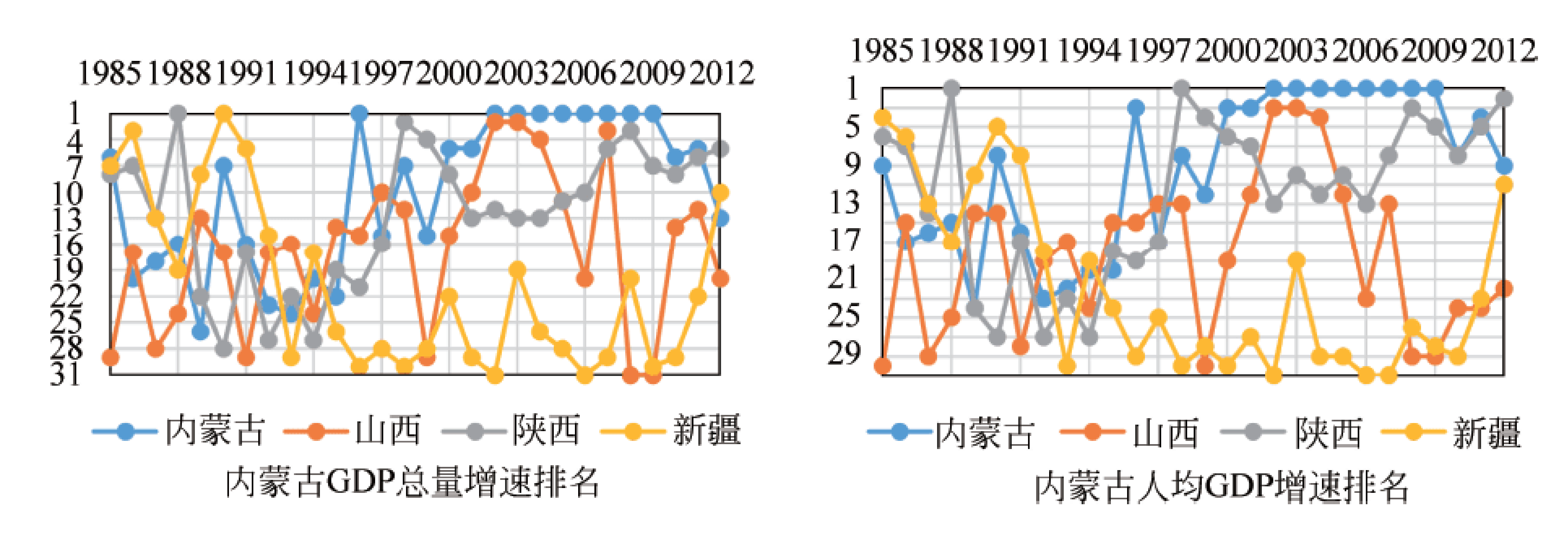


图 3-3 GDP 增速排名

3.1.3 内蒙古经济周期与其他相似省份对比

从 GDP 总量增长速度来看，内蒙古从 1989 年的低谷连续多年稳定增长，到 2005 年达

到增速第一，超过其他 4 个省份 10 多个百分点。但从趋势来看，随着经济周期性的变化和国内资源型产业的大调整，“内蒙古效应”开始减弱，相对于其他几个相似省份，内蒙古经济增速出现了较大的下滑，到 2012 年底，被陕西和新疆反超(见图 3-4)。

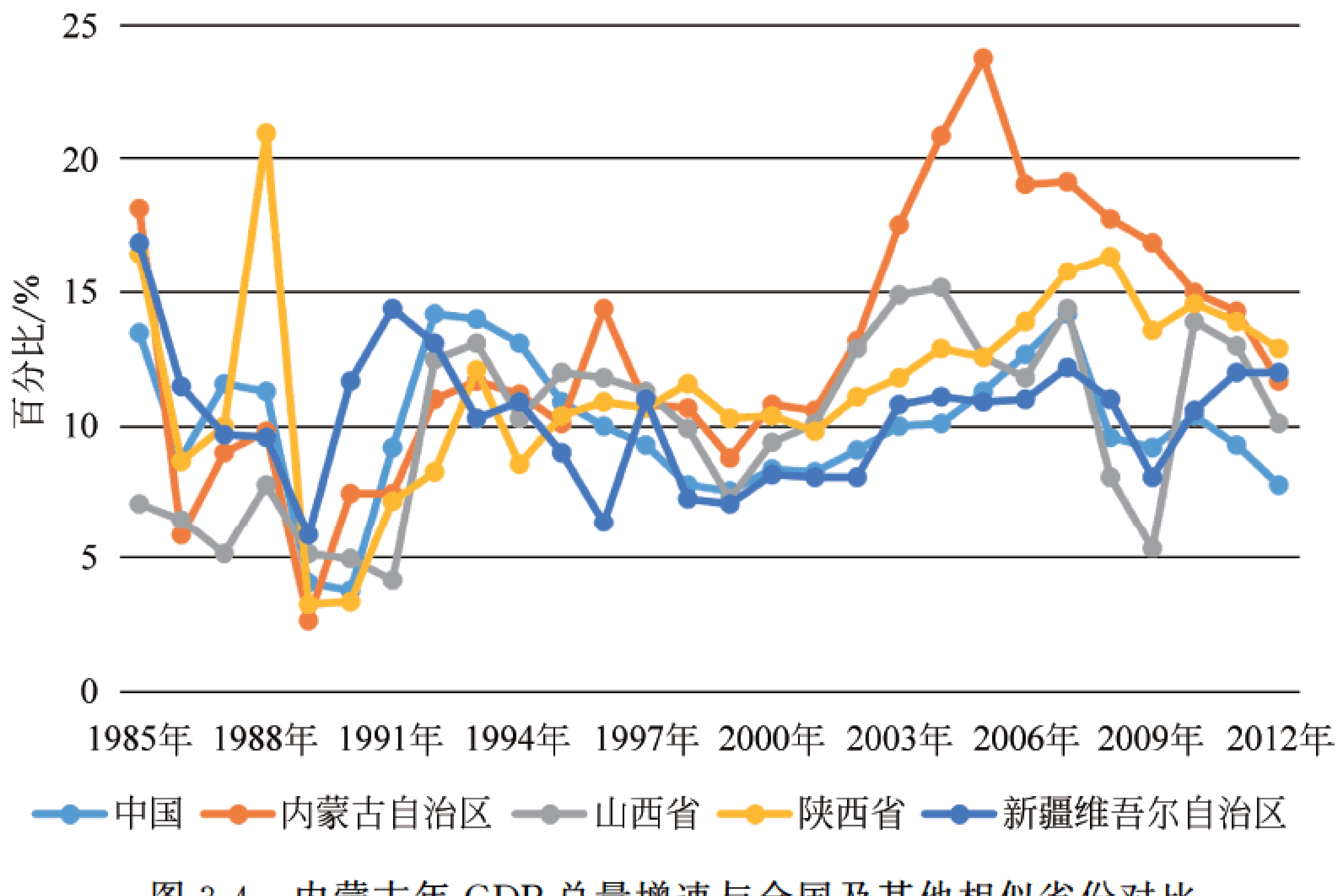


图 3-4　内蒙古年 GDP 总量增速与全国及其他相似省份对比

从产业结构看，第二产业是加快发展的关键，对内蒙古经济发展和位次的提升功不可没。“十一五”时期，是内蒙古经济快速发展持续时间最长的时期，也是内蒙古第二产业，特别是工业发展最好，比重提升最大的时期。第二产业对经济的贡献率由 2005 年的 54.5% 提升到 2010 年的 64.2%。工业特别是能源化工工业发展取得了骄人的成绩，原煤、原油、天然气等产量在全国的占比大幅提高，产量位居全国三甲。能源工业快速发展支撑内蒙古工业不断壮大，也推动了内蒙古经济总量的提升。从图中可看出，在 2005 年工业增加值增长速度达到顶峰，之后开始下滑，同期内蒙古经济增速也出现下滑。到 2010 年，内蒙古工业增加值增速被陕西和山西反超(见图 3-5)。

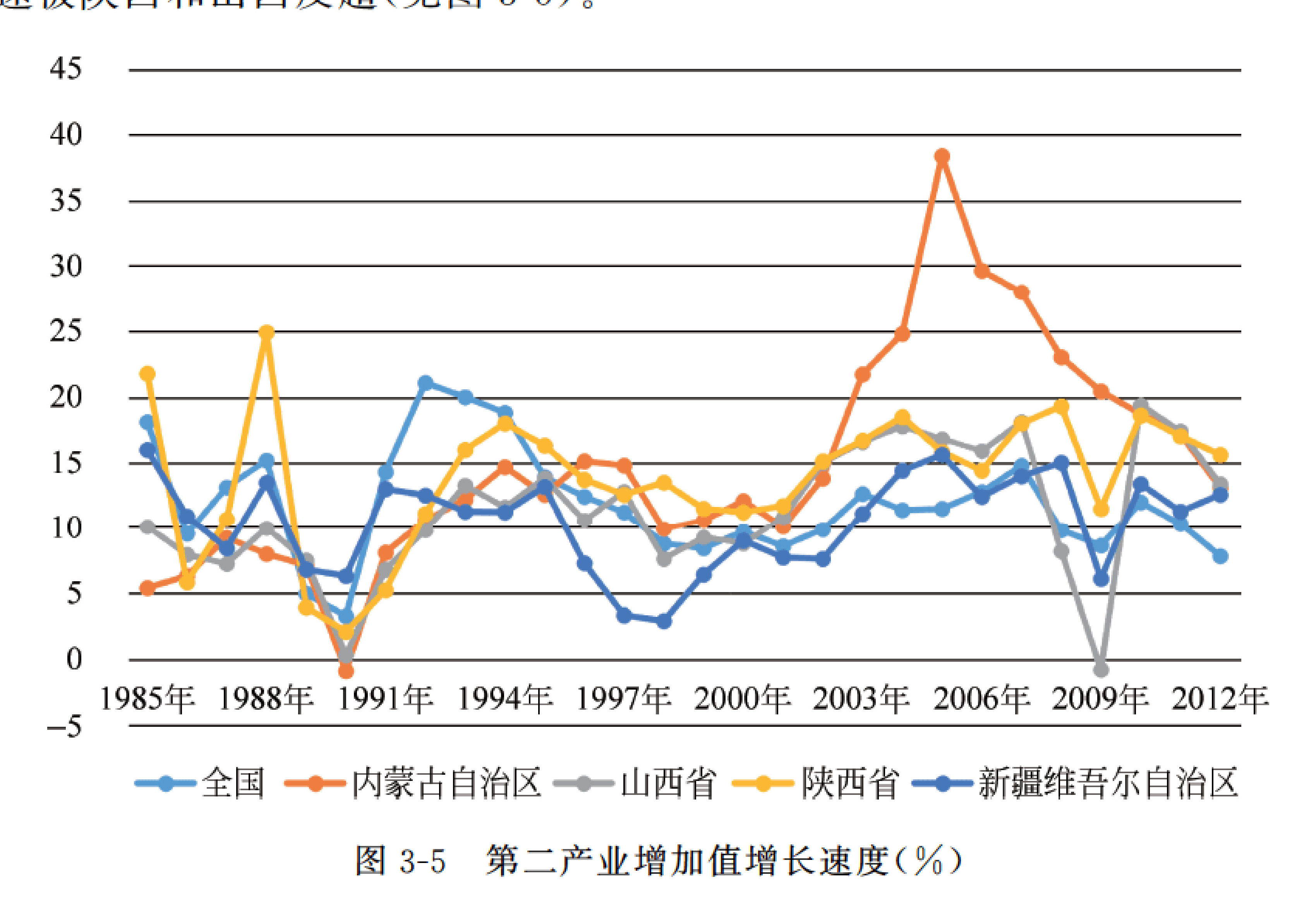


图 3-5　第二产业增加值增长速度(%)

3.1.4 内蒙古内部经济增长速度放缓

在国内外经济出现减速的背景下，内蒙古经济增速趋缓，主要经济指标，特别是支撑经济增长的投资、工业增速较以前经济增长周期出现了回落。

从需求看，全区三大需求，整体处于持续下探走势。当前投资缺乏热点。一方面，在国家控制能源、高耗能产业政策指导下，作为工业支柱的能源产业的大投入时代已经过去，这对资源能源型产业投资增长形成制约。另一方面，作为国家鼓励发展的战略性新型产业，由于受产业配套能力弱的约束，在一定时期还不能大规模有效地承接中高端装备制造、高效能源利用以及新材料、新医药等产业。对于投资拉动型经济而言，投资减速在很大程度上影响全区经济的回升。

2011 年年初全区消费市场虽然出现短暂的回调，但随后再次保持了平稳向上增长态势。在当前经济趋弱的环境中，消费已经成为全区经济运行的“稳定器”。另外，进入 2012 年，CPI 逐月下降，进入 5 月，食品价格继续环比下行，这对于继续提振全区消费市场是利好。

在外贸方面，受世界贸易增长步伐放缓和 2011 年基数较高等因素影响，全区进出口出现大幅度回调。

从工业看，全区工业生产处于波动低缓走势通道。当前工业经济运行中特别需要引起关注的是工业企业经营环境。一方面，主营业务收入、利润大幅下降，压缩了企业效益空间。另一方面，应收账款净额、产成品资金占用额持续增加，挤占了企业大量现金。这一挤一压，企业经营环境日益艰难。若短期内企业生存环境难以改善的话，经济进一步下行的风险将会持续加大。

从收入看，两大收入增速均有放缓态势，但城乡居民收入基本稳定，财政收入告别持续高位增长，出现偏紧态势。

除了宏观调控因素，其他影响经济增速的因素还包括：受国际经济危机的影响，我国进出口贸易下降，这对东部地区产生了较大影响；金融风险开始释放，货币的流通速度下降；此外还有产能过剩、成本上涨等结构性因素的影响。

3.2 产业结构变化

2010—2030 年，内蒙古经济仍将处于工业化中期，产业结构难有大的调整，总的来说仍将以二产为主要产业，工业是拉动经济增长的主要产业；一产和三产由于内蒙古相对特殊的历史惯性和资源特性仍难有大的起色。2030—2050 年，随着经济向工业化后期和后工业化发展，产业结构将实现优化升级，产业整体素质和综合竞争力显著提升。对照国际经验，预计总体表现为：一产比重继续下降，随着工业化基本实现，二产比重逐步回落，三产将有大幅提升，但仍难主导经济增长。

第一产业比重持续下降。第一产业在国民经济中具有重要的基础地位，现行政策为产业发展所需的土地、技术、劳动力等要素提供了长期稳定的发展环境。出于经济发展和社会安全稳定的考虑，第一产业仍将保持一定的总量规模和稳定的增长势头，但相对于二三产业的加快发展，其比例将逐步缩小。

第二产业加快向资本技术密集型转型，推动制造业向高端化发展，提升产业的国际竞争

力。第二产业的能源消费主要集中在工业部门。以石油化工、钢铁冶炼、水泥建材等行业为代表的上游制造业是高耗能产业。钢铁冶炼行业受钢材产品市场需求持续增加、国家宏观调控政策以及铁矿石供应稳定性等多重因素影响,生产规模难以迅速突破,总体产能仅有小幅度增长,同时产品结构将得到进一步优化和升级。随着居民生活水平的提高和城镇化进程的深入,建材行业将继续保持相当一段时期的增长动力。有色金属和塑料五金受下游电子、汽车、家电、装备制造等产业的带动,产品需求有较大增长空间。造纸业受制于环境约束,产能难以进一步扩大。因此,中耗能产业总体将在稳定中维持适度增长。劳动密集型产业如纺织服装、食品饮料等随着劳动力成本上升,将逐渐步入衰退期或转型期。电子信息及通信、电气机械及专用设备制造业将成为支柱产业并保持强劲的发展势头。另外,新能源、新材料以及生物产业等战略性新兴产业也将有较为广阔的发展前景。

第三产业经济增加值比重大幅提高,逐步形成现代服务业体系。随着全区工业化和城镇化进程的深入,各类服务业需求的增长空间不断扩大。其中,金融保险、现代物流、信息服务、科技服务、生态旅游等面向生产的服务业是第三产业的发展重点,未来几十年这些行业将呈现较快的增长。同时,旅游、商贸、房地产、社区服务等与群众生活密切相关的生活服务需求会更加旺盛,相关服务行业将得到快速发展和壮大。另外,创意产业、服务外包、人力资源服务和高技术服务等新兴服务业也将萌芽,并在政府的积极培育下健康发展。

3.3 社会发展指标

3.3.1 人口发展与城市化进程

从发达国家的经验来看,生活水平的显著提高将会导致人口的低增长或者不增长,中国收入水平比较高的特大城市如上海,近几年人口自然增长率很低,个别年份甚至出现负增长。考虑到内蒙古人口基数偏小,且人均 GDP 名列全国前茅,所以未来 15 年内蒙古人口增长增速依然缓慢。据专家组预测,根据人口结构与老龄化人口总数的判断,全区人口生育将在 2030 年之后达到峰值,之后将出现下降趋势。

城市化是中国未来 10 年甚至 20 年经济发展的强劲动力。内蒙古目前受资源条件的约束,城市化水平分化严重,资源富集区域基本实现 90%的城市化,资源贫瘠地区,仍存在较多的贫困地区和游牧地区,城市化水平较低。

3.3.2 居民消费水平显著提升

伴随着内蒙古经济社会发展和产业结构升级,内蒙古居民消费将进一步呈现转型升级和结构优化态势。2010 年内蒙古居民人均消费支出为 13995 元,根据预测,2020 年将达到 25321 元,2030 年将达到 35232 元,2050 年将达到 53245 元,居民总体消费水平将有大幅提升(见表 3-1)。

表 3-1 中长期居民人均消费支出情况

	1990 年	2000 年	2010 年	2020 年	2030 年	2050 年
居民消费支出(元)	982	3928	13995	25321	35232	53245

3.3.3 汽车保有量显著增长

近年来，内蒙古民用汽车拥有量增长较快，从 2006 年的 80 万辆迅速增加到 2011 年的 490 万辆，不仅严重加剧了交通拥堵问题，更对能源需求产生了重大影响。随着人口的增长，内蒙古汽车保有量水平仍会继续提高，但受到交通条件、能源压力及其后变化等条件的制约，民用汽车拥有量增速趋缓。同时，未来汽车能耗结构也将进一步优化升级，支撑电力、天然气的低污染低能耗的汽车类型将不断增加，这将进一步影响内蒙古能源消费和结构。

3.4 电力需求预测

在本报告的预测期内，内蒙古将实现由工业化中前期向工业化后期的转变，服务业和生活用电将持续增加，而工业用电将呈现先增后减的趋势。内蒙古电力需求大体可分为两个阶段，第一阶段是 2011 年到 2030 年，电力消费需求持续扩大，带动电力需求与电力负荷持续增长。第二阶段是 2030 年到 2050 年，随着工业化进程的转变，工业用电呈现下降态势，而三产和生活用电仍持续增加，继续拉动电力总需求持续扩大，但增速放缓。

3.4.1 经济发展预测

一般而言，电力需求的高低与人口增长、经济发展密切相关，电力需求的分析是在一定人口增长与经济发展的假定条件下形成的。影响未来电力需求变化的关键性因素主要有：人口、经济增长、城市化进程、经济结构变化、技术进步等。

内蒙古地区虽然已经保持了近 10 年的高速发展，但其产业结构和各产业发展程度仍然较为落后，仍主要依靠资源型供给模式，易陷入“资源诅咒”和中等收入陷阱。按照目前的发展能力预演，内蒙古在 2011 年到 2030 年仍将主要以工业为主，由工业化推动城镇化进程，进而实现工业的技术集约化和高加工度。在此时期内内蒙古地区 GDP 仍将保持较快的增长态势，预计 2011 年到 2020 年 GDP 年均增长率约为 8%，而 2020 年到 2030 年下降至 6% 左右。预计到 2020 年、2030 年和 2050 年的 GDP 将分别为 2.6 万亿元、4.7 万亿元和 7 万亿元（2010 年可比价，下同）。人均 GDP 将分别达到约 12500 美元、20000 美元和 31000 美元（汇率取 6.5）。

2030—2050 年，内蒙古工业化进程将逐步稳定，而城镇化将继续快速发展，经济增速放慢，工业占 GDP 比例逐步下降。

3.4.2 用电量预测

内蒙古未来（2015—2050 年）电力需求总量的预测方法为单位 GDP 电耗法，其中，单位 GDP 电耗为全社会用电量与 GDP 的比值。

用单位 GDP 电耗法预测内蒙古未来电力需求总量的过程分为以下三个步骤：第一，分析内蒙古历年经济社会发展情况，根据历年相应经济社会发展指标拟合得到符合发展趋势的数学模型，采用拟合得到的数学模型预测未来内蒙古 GDP、GDP 平均增长率和产业比重等宏观社会经济指标；第二，由未来 GDP，根据单位 GDP 电耗定义计算出未来电力需求总量。

按照表 3-2 的预测结果，预计“十二五”期间，内蒙古全社会用电量年均增长 9.9%左右，“十三五”时期下降至 6.7%左右，2020—2030 年期间进一步降低到 4.0%～5.0%；其中，第二产业用电量增长率下降最快，预计由“十二五”期间年均增长 7.8%下降到“十五五”期间的 0.8% 左右。预计全区全社会用电量在 2015 年和 2020 年分别达到 2492 亿千瓦时和 3286 亿千瓦时，到 2030 年突破 5000 亿千瓦时；预计 2015 年、2020 年和 2030 年，人均全社会用电量分别达 8000 千瓦时、9500 千瓦时和 12500 千瓦时左右（见图 3-6）。

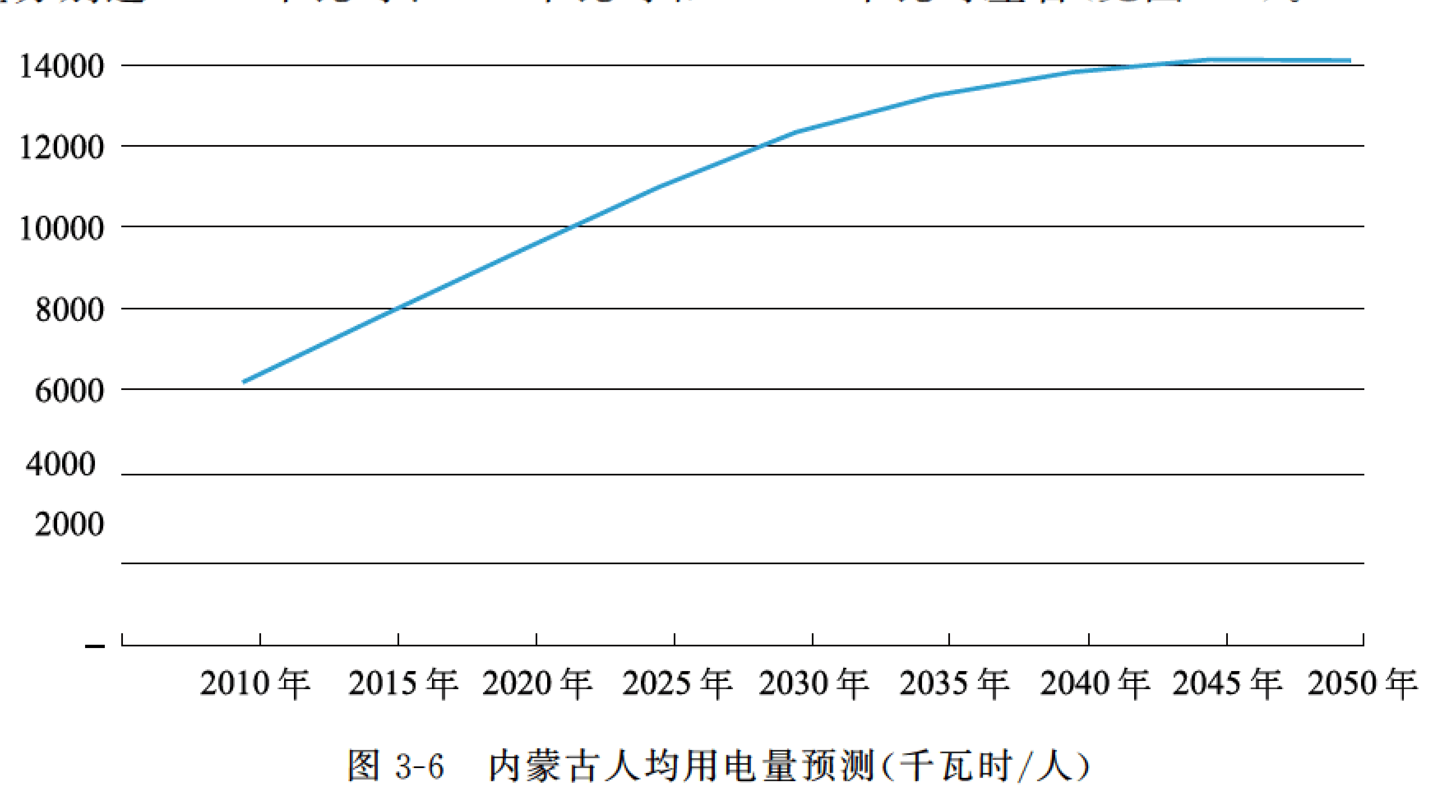


图 3-6　内蒙古人均用电量预测（千瓦时/人）

表 3-2　中长期内蒙古电力消费需求预测

指标		2010 年	预测值				
			2015 年	2020 年	2025 年	2030 年	2050 年
人口（万）		2481	2506	2534	2562	2589	2611
GDP（亿元）	生产总值	11672	19900	28300	39200	52900	69500
	第一产业	1093	1990	2663	3399	4135	4679
	第二产业	6370	11434	16121	22455	30905	43092
	第三产业	4209	6476	9515	13346	17860	21729
	居民最终消费	2711	4171	6129	8799	12055	16132
单位 GDP 电耗（千瓦时/元）	GDP 电耗	0.13	0.13	0.12	0.10	0.09	0.09
	第一产业	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02
	第二产业	0.21	0.19	0.16	0.14	0.11	0.09
	第三产业	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03
	生活消费	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04
用电量（亿千瓦时）	全社会用电量	1537	2492	3286	4115	5019	5961
	第一产业	41	69	84	98	110	115
	第二产业	1347	2182	2822	3420	4017	4631
	第三产业	70	117	189	300	443	567
	生活消费	79	124	192	297	450	648

3.4.3 电力负荷预测

用电负荷变化基本与用电量变化一致，但考虑到未来新能源利用的比例增加，调峰和蓄能等方面的研究将更加重要。随着未来分布式能源的发展，电力负荷将进一步得到抑制。在“八五”期间，内蒙古电力消费年均增长率为8.93%，“九五”期间6.51%。“十五”期间，由于高耗能产业投资的快速增长，内蒙古电力消费的年均增长率达到了21.13%，工业部门的电力消费年均增长率达到了23.67%，第三产业的电力消费年均增长率达到了11.2%，居民生活的电力消费年均增长率达到了13.33%。工业部门中，钢铁行业电力消费年均增长率为37.91%，有色金属冶炼行业电力消费年均增长率为25.18%，建材行业电力消费年均增长率为36.85%，化工行业电力消费增长率为37.27%。

根据自治区发展规划，“十一五”期间内蒙古电力负荷年均增长率为16.9%，2010年全区电网负荷将达到1900万千瓦；2010—2020年电力负荷年均增长率为9.7%，2020年电力负荷为4800万千瓦。表3-3给出未来内蒙古电力负荷的测算结果。

表3-3 内蒙古电力负荷增长测算 （单位：万千瓦）

年均负荷增长率(%)		2006—2010			2011—2020		
		13	15	16.9	8.5	10	9.7
年份	2005	2010			2020		
电力负荷测算	870	1600			3600	4000	
	870		1750		4200	4500	
自治区预测	870			1900			4800

3.4.4 东北电力市场潜力

2004年东北电网全社会用电量为1835.4亿千瓦时，最大负荷为3059.2万千瓦。到2004年底，东北电网发电装机总量为4156万千瓦，其中火电、水电、风电分别为3570万千瓦、561万千瓦、24万千瓦，其中包括内蒙古东部赤峰、通辽电厂和伊敏电厂的装机共370万千瓦。

根据《东北地区电力工业中长期发展规划》，到2020年东北地区全社会用电量将达到5216亿千瓦时，最大负荷为8011.5万千瓦。

“十一五”期间，东北电网计划新开工电站规模2030万千瓦，预计投产电站规模1754万千瓦。其中包括蒙东地区的火电计划开工600万千瓦，投产570万千瓦，分别占整个东北电网“十一五”期间新建火电装机的35.4%和36.8%（见表3-4）。

表3-4 “十一五”期间东北电网装机 （万千瓦）

	火电		水电	抽水蓄能	核电	风电
	合计	其中蒙东				
计划开工	1694	600	10	80	200	48
计划投产	1547	570	83.5	75		48

2010年到2020年，如果东北电网新增电力需求的30%由蒙东火电基地供应，内蒙古可增加向东北地区的电力输送1200万千瓦，2020年蒙东地区向东北地区送电容量可达到

1900万千瓦，蒙东的送电将可满足东北地区全部电力需求的23%；如果东北电网新增电力需求的50%由蒙东火电基地供应，内蒙古可增加向东北地区的电力输送1800万千瓦，2020年蒙东地区向东北地区的送电容量可达到2500万千瓦，蒙东的送电可满足东北地区全部电力需求的约1/3。

3.4.5　华北地区电力市场潜力

2004年华北电网最大负荷达到6315万千瓦，其中京津唐电网最大负荷2220万千瓦。2004年底华北电网统调装机容量为7700万千瓦，其中火电装机7447万千瓦，水电装机253万千瓦，京津唐电网装机容量2064万千瓦。2005年底华北地区的装机容量达1亿千瓦。北京地区是京津唐电网的核心，用电约占京津唐用电的50%。2004年北京地区最大用电负荷为943万千瓦，全社会用电量473亿千瓦时。

“十五”末期山东电网并入华北电网。山东电网2004年最大负荷为1050万千瓦，预测2010年和2020年电力负荷需求分别为2850万千瓦和4550万千瓦。

未来京津唐电网的电力的增长量将主要依赖于从外部输入。如果京津唐电网新增电力需求的30%由本地的热电联产、企业自备电厂、天然气调峰电厂供应，假设其余70%都由内蒙古供应，2010年前内蒙古可增加向京津唐电网的送电容量约600万千瓦，2010年到2020年期间需要增加送电容量1200万千瓦，2020年内蒙古向京津唐地区的送电总需求潜力可达到2000万千瓦。

目前河北南网装机容量已不能完全满足电力需求，有少量缺口。未来河北南网的供电缺口将会进一步增加，需要从陕西和内蒙古西部输入电力。如果河北南网未来电力需求增长量的30%由内蒙古供应，2010年内蒙古将可向河北南网送电250万千瓦，2010年到2020年增加送电450万千瓦。

未来山东电网将接收一部分黄河上游的水电输出和陕西的送电，电力需求增长的主要部分仍将由当地电厂供应。

3.4.6　分行业电力需求预测

在以上预测结果基础上，对内蒙古未来电力需求结构进行分析预测，包括交通、建筑、工业和农业。对内蒙古未来电力需求的预测，首先符合内蒙古产业发展结构，以内蒙古目前相关规划政策为前提，如《内蒙古“十二五”电力发展规划》和《内蒙古“十三五”电网发展规划》等，切合内蒙古实际。其次，预测方法科学，在充分参照内蒙古历年能源需求趋势基础上，通过控制相应的电力需求平均增长率进行预测。

根据预测，内蒙古电力需求工业占比将始终保持在95%以上。如图3-7所示，自2040年以后，随着后工业化时代的来临，能效提高以及工业化水平上升，电力总需求逐步下降。

工业电耗将从2010年的1340亿千瓦时增长到2020年的2611亿千瓦时，2030年的3875亿千瓦时，2050年的4339亿千瓦时。农业电耗将从2010年的41亿千瓦时增长到2020年的80亿千瓦时，2030年的119亿千瓦时，2050年的133亿千瓦时。交通电耗在2010年，2020年，2030年和2050年分别为18亿千瓦时，36亿千瓦时，53亿千瓦时和60亿千瓦时。建筑业电耗在2010年，2020年，2030年和2050年分别为6亿千瓦时，12亿千瓦时，18亿千瓦时和20亿千瓦时。

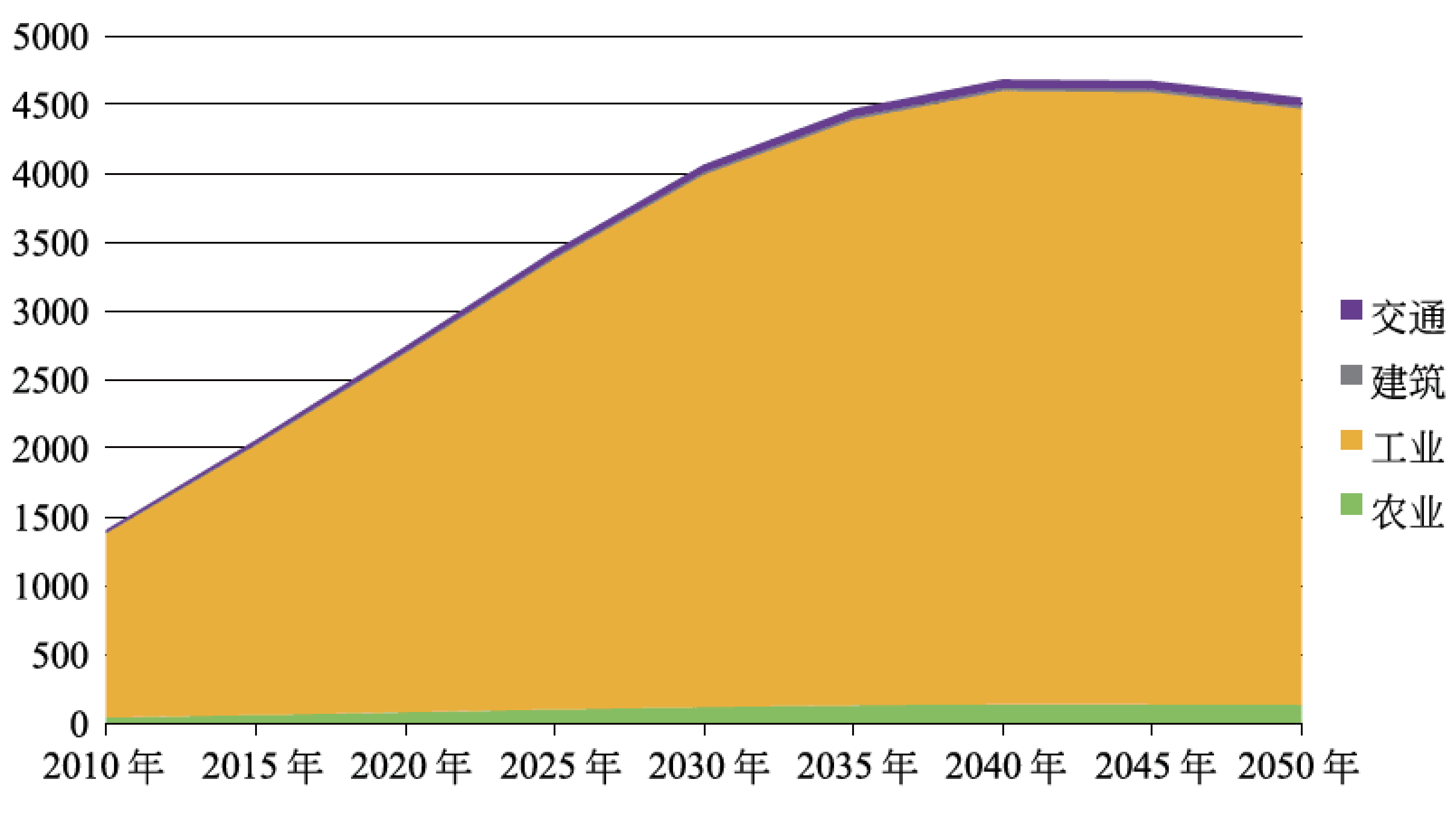


图 3-7 分行业电力需求预测(亿千瓦时)

3.5 电网建设展望

3.5.1 蒙西电网

(1) 主要发展目标

根据负荷预测,蒙西地区 2015 年全社会用电量将达到 2100 亿千瓦时,"十二五"年均增长 11.2%,最高供电负荷 2590 万千瓦,年均增长 11.2%;到 2020 年全社会用电量将达到 3360 亿千瓦时,"十三五" 年均增长 9.9%,最高供电负荷 4150 万千瓦,年均增长 9.9%。按照自治区能源、电力发展"十二五"规划和蒙西电网规划指导思想、基本原则,2014—2020 年蒙西电网发展的主要目标如下:

统筹各级电网建设。继续加强和完善蒙西电网 500 千伏主干网架,逐步形成"五横六纵"坚强的 500 千伏网架结构。优化 220 千伏电网结构,以坚强的 500 千伏电网为依托,在城市和重点工业园区逐步形成双回路、环网等适当分区和简化的 220 千伏电网结构,适时解开长距离的 500/220 千伏电磁环网。加强 110 千伏配电网建设,与城镇建设统一规划安排 110 千伏变电站布点,适度超前地安排城乡 110 千伏变电站建设,形成以 220 千伏变电站为中心的双回辐射、双回链式等合理可靠的 110 千伏电网结构。

加大蒙电外送,到 2020 年蒙西外送电力规模将达到或超过 7500 万千瓦。

(2) 电力外送情况展望

方案一(超高压交流+超高压/特高压直流方案):在全国以 500 千伏为区域主网网架的情况下,到 2020 年将新建四个蒙西至京津冀地区 500 千伏交流以及七个蒙西至中东部地区的直流外送电通道。

具体如下:

1. 宁格尔至河北新城 500 千伏交流通道;
2. 白音高勒至北京通州 500 千伏交流通道;
3. 塔拉至承德御道口 500 千伏交流通道;
4. 长滩至河北 500 千伏交流通道;

5. 锡盟至江苏±800 千伏直流通道；
6. 锡盟至山东±660 千伏直流通道；
7. 上海庙至山东±660 千伏直流通道；
8. 准格尔至山东±800 千伏直流通道；
9. 准格尔至河南±800 千伏直流通道；
10. 准格尔至江苏±800 千伏直流通道；
11. 准格尔至浙江±800 千伏直流通道。

蒙西电网外送情景(方案一)如图 3-8 所示(该图与总报告中的图 2-5 相同)。该情景下,电力外送电压等级主要采用 500kV 交流和技术相对较为成熟的±800 千伏直流。外送通道送端主要考虑煤电或风电基地,受端根据电力电量平衡主要考虑华北和华东地区,具体落点可在具体的工程中进行优化。

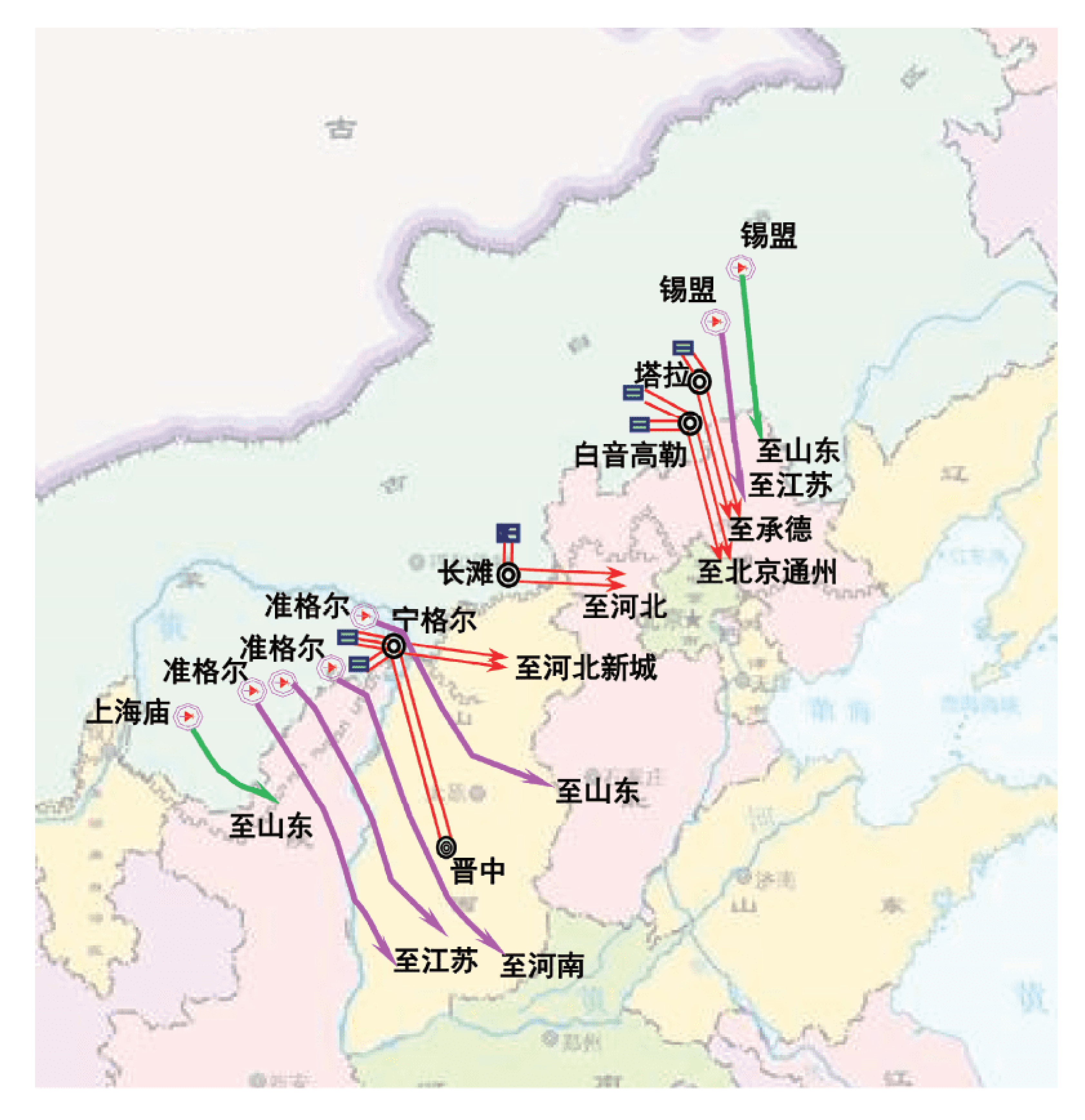


图 3-8　蒙西电网外送情景(方案一)

方案二(特高压交流+特高压直流方案):在全国电网主网架提高到 1000 千伏的情况下,到 2020 年新建四个蒙西至中东部地区的特高压交流通道,以及四个蒙西至中东部地区的特高压直流通道。具体如下:

1. 锡盟-北京东-天津-济南-枣庄-南京 1000 千伏交流通道;
2. 乌兰察布-北京西-石家庄-武汉-南昌 1000 千伏交流通道;
3. 蒙西-晋中-晋东南-长沙 1000 千伏交流通道;

4. 蒙西-晋北-北京西-天津 1000 千伏交流通道；

5. 锡盟至江苏±800 千伏直流送电通道；

6. 准格尔至河南±800 千伏直流送电通道；

7. 准格尔至江苏±800 千伏直流送电通道；

8. 准格尔至浙江±800 千伏直流送电通道。

蒙西电网外送情景（方案二）如图 3-9 所示。该情景下，电力外送电压等级主要采用 1000 千伏交流特高压和技术相对较为成熟的±800 千伏直流，未来随着技术成熟度的提高，也将考虑采用±1100 千伏直流输电技术。采用特高压（交流）输电技术的优点在于减少了输送线路条数，节约了输电走廊。但是，由于目前对于大范围特高压交流联网还存在争议，所以该方案存在较大的不确定因素。



图 3-9　蒙西电网外送情景（方案二）

3.5.2　蒙东电网

截至 2013 年，蒙东公司所辖四盟市有 500 千伏交流变电站 6 座、500 千伏交流开关站 1 座、500 千伏直流换流站 1 座，500 千伏电网结构松散，主要为满足电源送出而建，还未形成统一的电网，同时蒙东电网隶属于国家电网公司，其电网发展规划已纳入国家电网总体规划，因此蒙东电网发展目标与蒙西电网有所不同。规划建设蒙东电网项目的主要目的是为了强化蒙东各盟市之间的联系，提升互济能力，最终形成统一坚强的蒙东电网。

主网架发展主要目标：

逐步发展坚强可靠的 500 千伏主网架，通过贯穿南北的 500kV 或 1000kV 主干网络通道将 500 千伏蒙东电网连成一体化电网，配合超（特）高压交流和直流外送通道，形成外送型

坚强智能蒙东电网，保证蒙东地区大容量火电、风电送出，满足供电的安全可靠性，提升盟市间的电力交换和互相支援的能力。

蒙东外送网架发展目标：以±800千伏特高压直流送出为主，交流送出为辅，形成坚强可靠的外送系统，并根据送电方向和容量，近期考虑接入东北地区、远期考虑接入“三华”负荷中心。

电力外送情况展望：

方案一（超高压交流＋超高压/特高压直流方案）：在全国以500千伏为区域主网架的情况下，到2020年将新建三个蒙东至辽宁500千伏交流，以及三个蒙东至东北、华北地区的直流外送电通道。具体如下：

1. 扎鲁特至辽宁沈阳500千伏交流通道；
2. 扎鲁特至辽宁阜新500千伏交流通道；
3. 呼盟-青州±800千伏特高压直流输电工程；
4. 扎鲁特-临沂±800千伏特高压直流输电工程；
5. 呼盟-皖南±800千伏特高压直流输电工程；
6. 扎鲁特-唐山±800千伏特高压直流输电工程。

蒙东电网外送情景（方案一）如图3-10所示。该情景下，电力外送电压等级主要采用500kV交流和技术相对较为成熟的±800千伏直流。外送通道送端主要考虑煤电或风电基地，受端根据电力电量平衡主要考虑东北和华北地区，具体落点可在具体的工程中进行优化。



图3-10　蒙东电网外送情景（方案一）

方案二（特高压交流＋特高压直流方案）：在全国电网主网架提高到1000千伏的情况下，针对蒙东特高压电网规划目标和功能定位，远景年蒙东电网规划建成3座1000千伏特

高压站，分别为海拉尔特高压站、兴安特高压站、扎鲁特特高压站，与东北特高压交流主网共同构筑了坚强的特高压交流网架。到 2020 年将新建两个蒙东至辽宁 500 千伏交流，以及三个蒙东至东北、华北地区的直流外送电通道。具体如下：

1. 扎鲁特至辽宁沈阳 1000 千伏交流通道；
2. 扎鲁特至辽宁阜新 1000 千伏交流通道；
3. 呼盟-青州±800 千伏特高压直流输电工程；
4. 扎鲁特-临沂±800 千伏特高压直流输电工程；
5. 呼盟-皖南±1100 千伏特高压直流输电工程。

蒙东电网外送情景（方案二）如图 3-11 所示。该情景下，电力外送电压等级主要采用 1000 千伏交流特高压、±800 千伏和±1100 千伏特高压直。采用特高压（交流）输电技术的优点在于减少了输送线路条数，节约了输电走廊。但是，由于目前对于大范围特高压交流联网还存在争议，所以该方案存在较大的不确定因素。

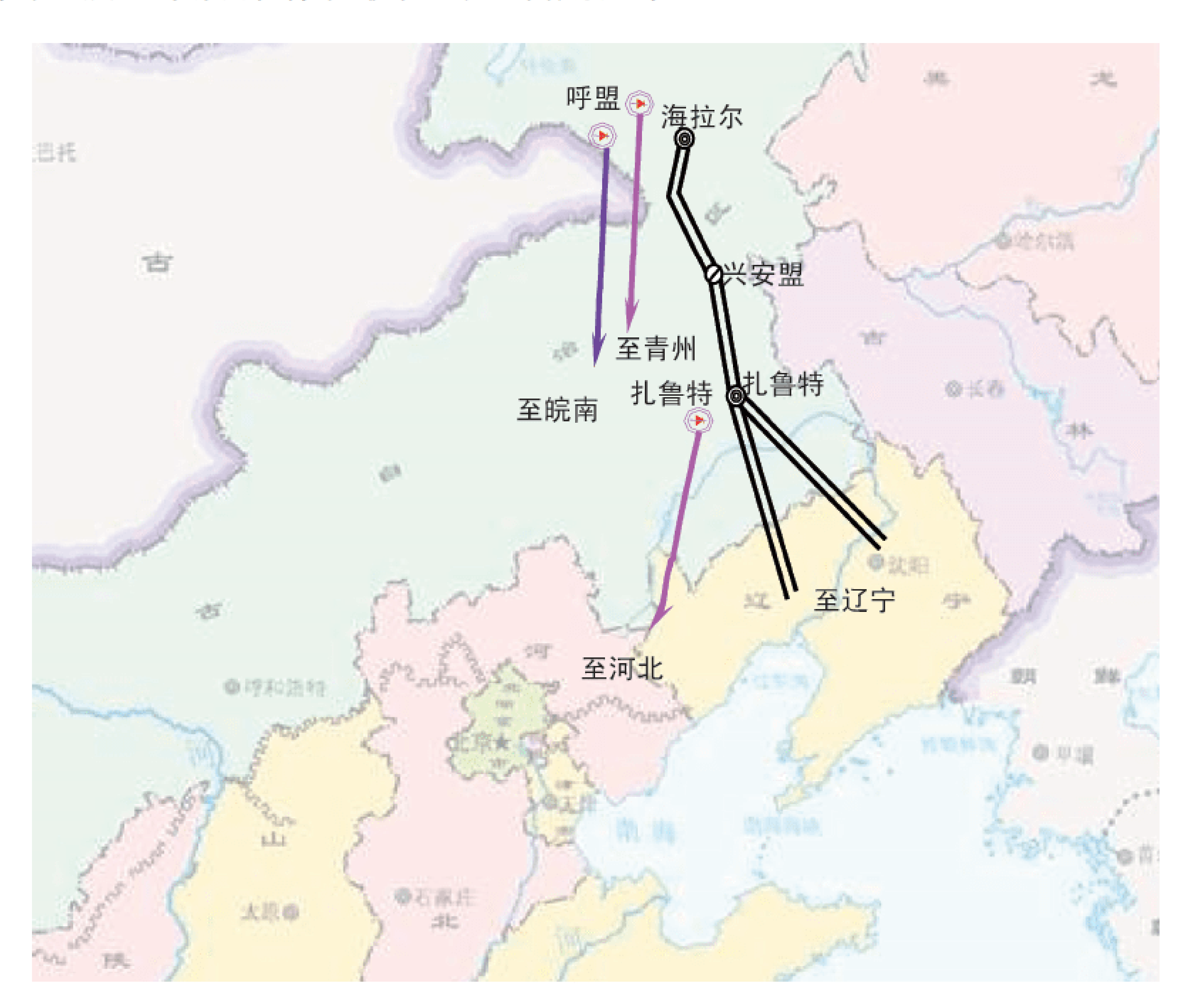


图 3-11　蒙东电网外送情景（方案二）

综上所述，超高压交流＋超高压/特高压直流方案技术成熟度相对较高，具备现实可行性，可作为基础方案。特高压交流＋特高压直流方案单项工程投资较大，且业界存在争议，待技术更为成熟、经济性更为良好时择机采用，可作为发展方案。2030 年至 2050 年，统筹考虑内蒙古能源资源情况、地区电力需求以及全国电网规划，预计蒙西、蒙东电网电力外送的主要流向仍然是华北、华东以及东北地区。电力外送格局及送电方式仍然存在上述两种可能性，电力外送规模和输电通道数量将会进一步增加。

第四章　战 略 路 径

根据内蒙古电力发展潜力分析，在考虑内蒙古目前以煤电为主的发电基础上，从优化发电能源结构、提高电力系统经济性和供应可靠性及环保性等角度，合理利用内蒙古丰富的煤炭资源、风力资源和太阳能资源，相应地考虑未来分布式能源和蓄能技术的发展，提出了四种电源结构的情景方案，并对不同战略路径进行了比较。

4.1　情景设定

基准情景：在目前的电源结构下，不考虑排放因素和环境因素，持续发展高比例传统煤电，适当发展风电和太阳能发电。同时，电力需求以 2010 年基年增速持续增长。

清洁煤电情景：在趋势照常情景的条件下，考虑环境约束，应用新型煤炭发电技术，发展环境友好型的清洁煤电，降低传统煤电占比。同时，考虑到未来电力需求可能由于高耗能产业的淘汰，适当下降增速。

高比例可再生情景：在趋势照常情景的条件下，考虑到内蒙古良好的风电和太阳能资源和未来可再生能源的发展潜力，大力推广可再生能源发展，将太阳能、风能、生物质能、化学能作为未来发展的主要方向。将高污染，高损耗的传统煤电从主要发电模式，变为调峰电力模式。在高比例可再生情景中，全社会对环保的意识最强，电力节约意识也将最强，所以电力需求增速为所有情景中最低。

电力革命情景：电力革命情景为完全颠覆和革命性的改变，随着后工业化的进程，未来电力需求将主要集中在生活用电和服务业。随着电动汽车、储能和屋顶太阳能等新技术的发展，分布式能源将逐步替代一部分电网的需求。甚至电网未来只是一种补充式的电力需求。

4.2　情景分析

4.2.1　基准情景

第一种情景，“基准情景”对电力系统采用与现在大致一样的需求侧和供给侧技术，几乎没有智能电网技术和需求侧响应。由于大多数电力公司会因帮助用户提高能效而遭受经济损失，所以他们尽量不做出改变。同时，政策以及发展规划依然维持现有的标准，根据假设，在这一情景下，传统高能耗高污染的煤电技术将持续作为电力的主要生产方式，根据预测煤电占比将从 2010 年的 90%下降到 2050 年的 53%。

从监管者和消费者的角度看，一致性和可靠性是主题，双方都不愿看到电价的意外上涨。在这种环境下，渐进式发展胜过对创新的追求，规避风险是大家的共识，保持现状成为

既定规则。如标准普尔所言:"低风险与高度监管环境导致电力行业比其他任何工业领域的盈利能力和资本收益率都要低。在被监管的市场中,可获利的水平和大小通常主要与调控空间有关,而运营效率和收入增长则处于次要地位。"这种监管体制在需求稳步增长、电厂规模经济效益不断扩大的时代运行得很好。在该情景中,我们假设了外部条件基本不变,也没有大的风险发生,所以,用化石能源满足未来的电力需求就会依赖成熟的实用技术,缺乏创新和发展新技术的动力,同时,目前来看要简单地维持现有电力系统的运行,仅靠化石燃料至少可用到 2050 年。

如图 4-1 所示,在基准情景中,基本是煤电、风电和光伏三分天下的态势。根据图中所示,总装机量一直持续上涨,增速从 2040 年之后略有下降。总发电量在 2040 年出现拐点。随着后工业化时代的来临,电力使用效率逐步提高,电力需求开始持续下降。

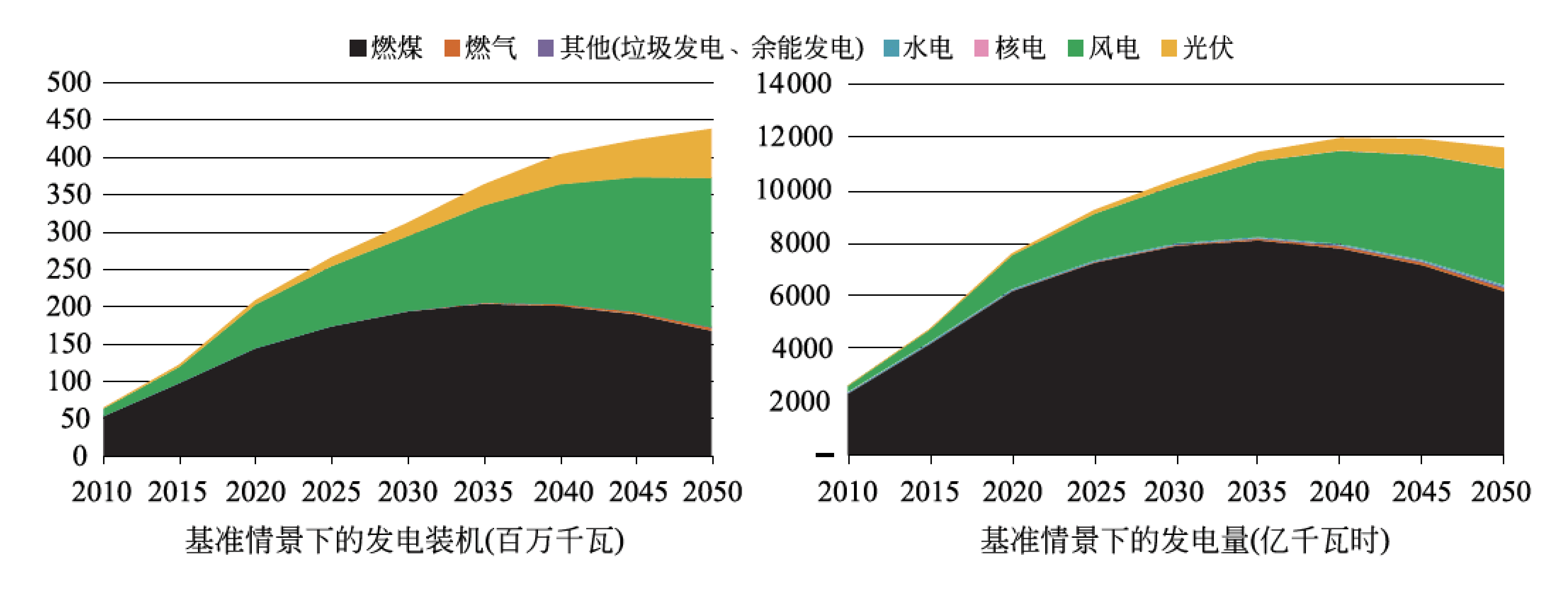


图 4-1　基准情景下发电装机与发电量

2010 年,内蒙古接近 90%的发电量来自燃煤电厂。这些电能通过上千公里的高压输电线路输送到低压配电网,最终到达用户。为确保这一体系,每年需消耗 15000 万吨煤炭,排放 2.7 万吨二氧化硫和 6737 吨烟尘。传统的煤电技术不仅污染严重,同时存在巨大的浪费,目前平均有 2/3 的一次能源被以余热的形式浪费掉了,或是在电力输送之前就消耗掉了。即使最高效的电厂,也会浪费近 1/2 的燃料。如图 4-2 所示,煤电的装机和发电量均有所下降,但直到 2050 年,煤电发电占比依然超过 53%。

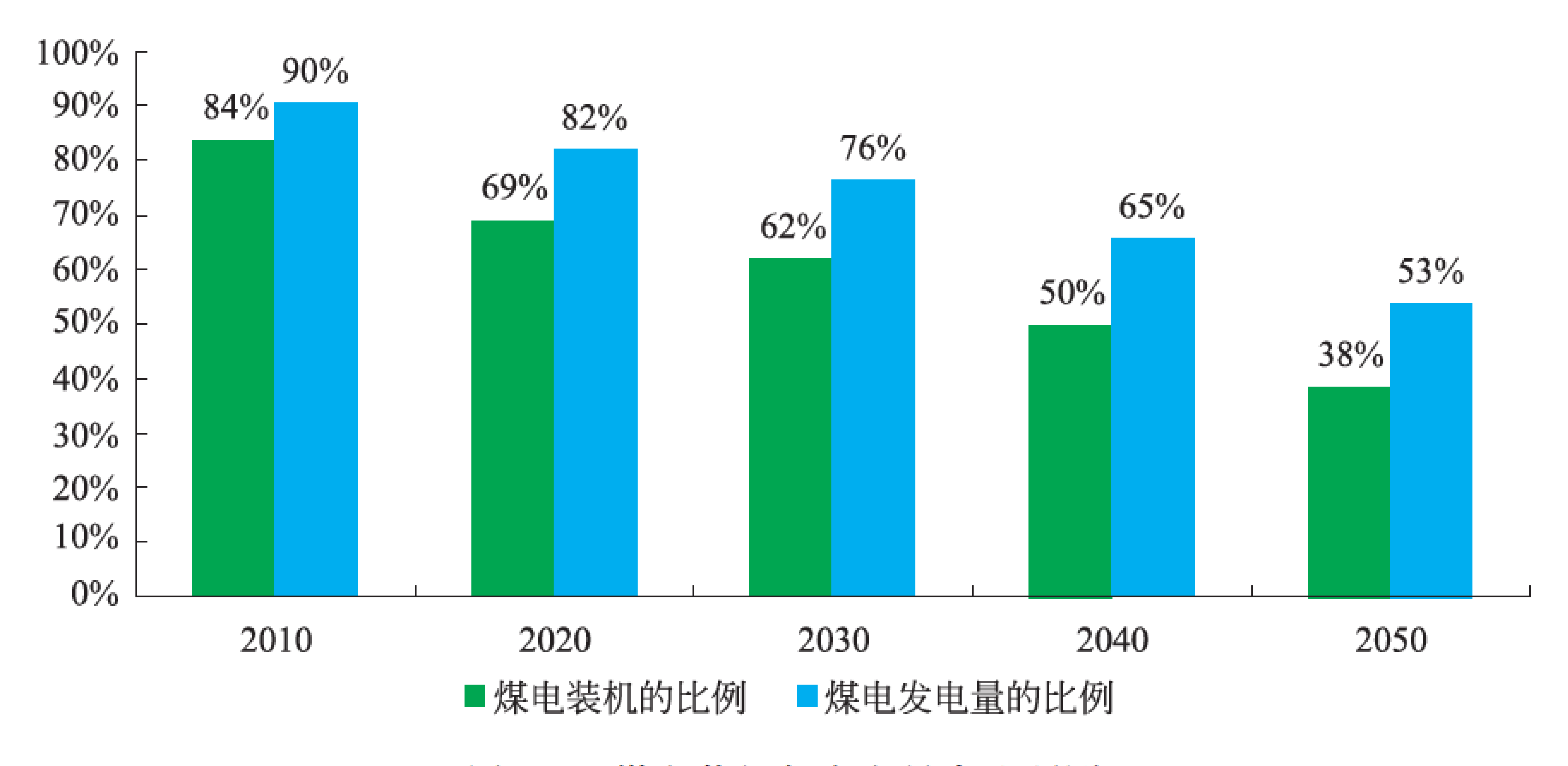


图 4-2　煤电装机与发电量占比预测

在基准情景下，到2050年，煤电占比54%，风电占比38%，太阳能光伏占比7%，其他新技术与储能技术基本不发展(见图4-3)。

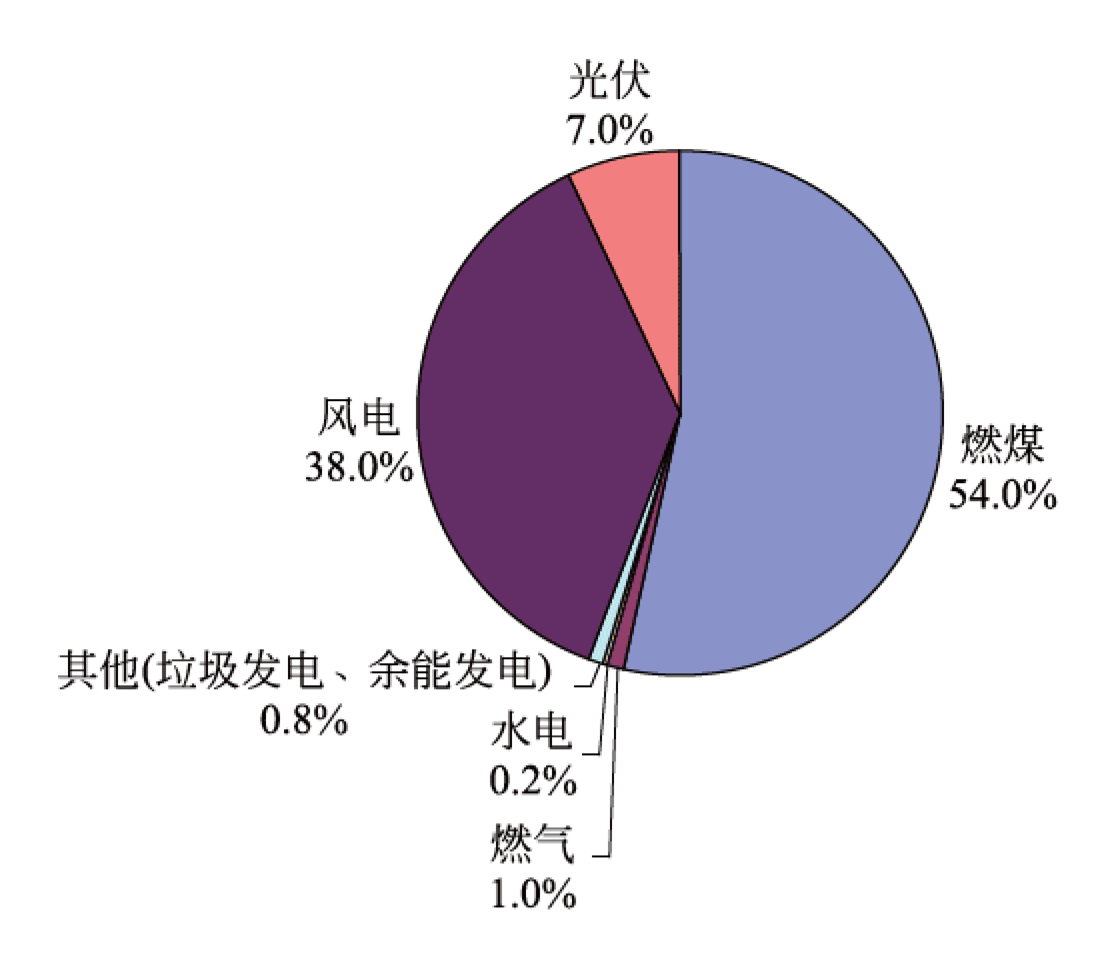


图4-3　2050年基准情景发电结构

4.2.2　清洁煤电情景

清洁煤电情景假设减排方案可以推动传统化石燃料发电向更多地配有碳捕捉和封存装置的新型燃煤电厂转变，其动力完全来自于现有的管理和商业模式下的激励机制。这需要大规模快速建设，未来将承担大额的投资。

碳减排目标也会促进节能技术和可再生能源技术的应用，但是被监管的电力企业及其股东会抵制该进程，因为他们是在对大型资本密集型、长建设周期的电厂投资，需要通过强化现有措施鼓励出售更多电力进行回收。此情景中的电力传输、系统架构和运行模式与今天的类似，智能电网技术应用也比较有限。

内蒙古具有天然的煤炭优势，在保证达到大气污染治理目标的前提下，采用清洁煤电技术来解决电力需求，对内蒙古而言，有诸多利好因素。首先，内蒙古区位优势明显，煤炭资源富集，蒙古国在可预见的未来也会加大煤炭出口，清洁的煤电技术将为内蒙古丰富的煤炭资源提供高效低污染的转化。第二，煤炭的清洁化利用也是减排治污的一大优势，比如IGCC(integrated gasification combined cycle)即整体煤气化联合循环发电系统技术，该技术把洁净的煤气化技术与高效的燃气-蒸汽联合循环发电系统结合起来，既有高发电效率，又有极好的环保性能，是一种有发展前景的洁净煤发电技术。在目前技术水平下，IGCC发电的净效率可达43%～45%，今后可望达到更高。而污染物的排放量仅为常规燃煤电站的1/10，脱硫效率可达99%，二氧化硫排放在25mg/Nm^{3}左右，远低于排放标准1200mg/Nm^3，氮氧化物排放只有常规电站的15%～20%，对环境保护具有重要意义。第三，大型热电联产机组、热电冷联产机组的使用，不仅可以提高能源使用效率，还可提供生活、工业用热；并且在脱硫、脱硝技术的保障下，能大量减少二氧化硫、氮氧化物等排放。第四，相比其他能源而言，煤炭具有无可争议的价格优势。第五，未来随着京津冀一体化进程的推进，以及东部发达地区的环境容量日益下降，东部发达地区将出现巨大的电力缺口，内蒙古的煤电将会是未来国家电力安全的重要保障。

然而有的清洁技术并非一劳永逸，比如CCS技术。碳捕捉和封存是把二氧化碳从化石燃料电厂的烟道气中提取出来并永久存储以防止其排放到大气中的一种技术。运输捕获的二氧化碳相对简单，但捕捉和封存过程却很复杂，很难在规模上满足燃煤电厂的排放需要。目前，碳捕捉和封存已经在示范电厂项目中证明可行，但还没有在满负荷运行项目中进行验证。满负荷运行项目规模相当于示范项目的6～10倍。如果存储失败将一次性向大气中排放大量的二氧化碳。目前也没有合理的规定运营商用于存装二氧化碳的地下使用权，同时，为防止二氧化碳泄漏必须监控上百年，谁应该负责现场的管理工作和责任追究也不明确。所以，虽然碳捕捉和封存技术可以减少碳排放，但也面临着成本过高和性能不稳定等挑战，制约了其融资能力。

如图4-4所示，在煤电清洁利用情景中，受自然条件的制约，以及未来碳减排法案的出台，在2025年前后，传统煤电装机占比逐步下降，取而代之的是清洁燃煤电厂。然而在此情景下，煤炭发电量占比下降得更为缓慢，到2050年仍有62%的电量来自燃煤电厂，但是，传统煤电装机量下降迅速，从2010年的84%下降到2050年的24%。由图4-5和图4-6不难看出，到2050年，清洁煤电已经占一半以上的煤电发电量。

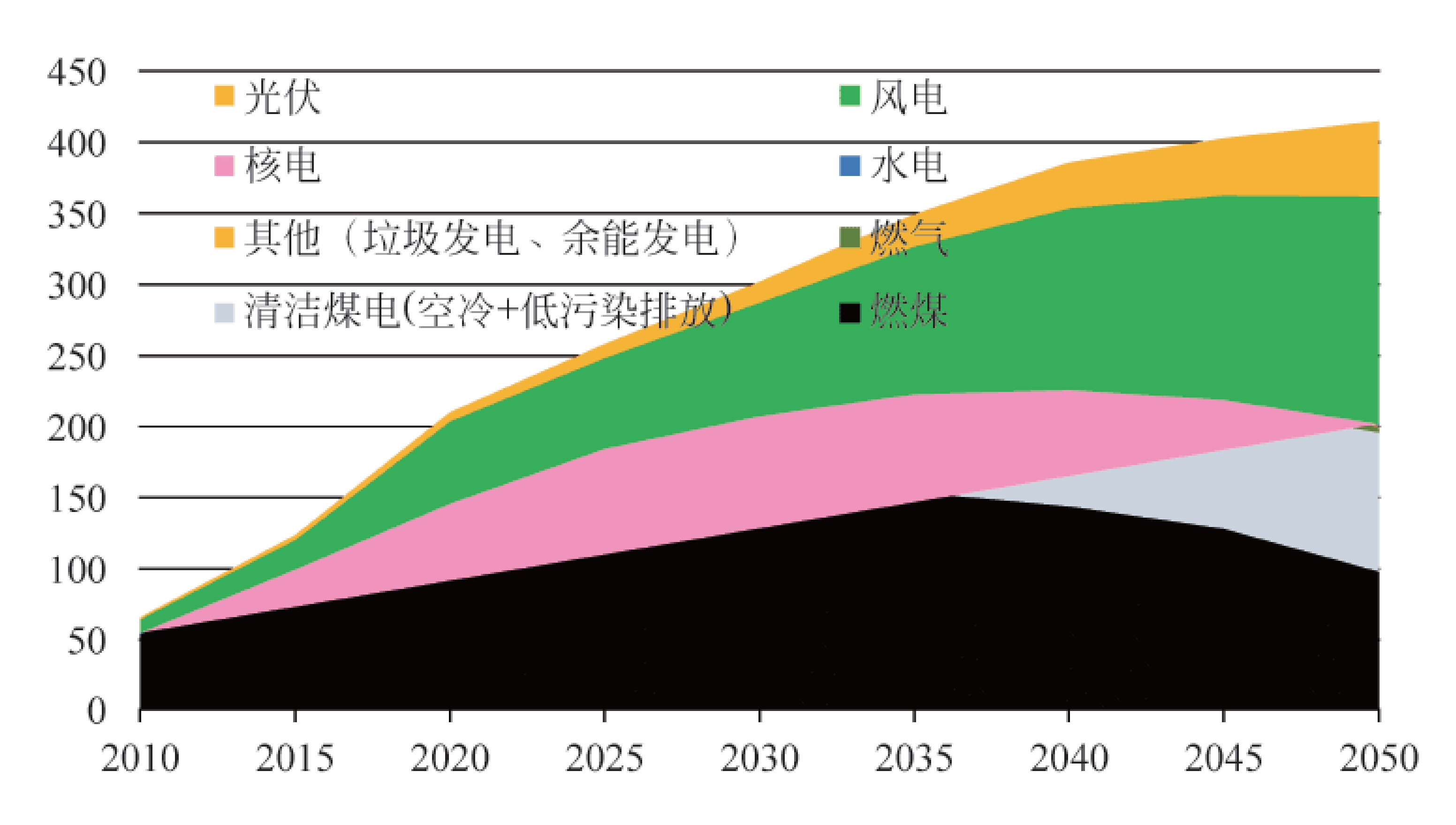


图4-4　清洁煤电情景下发电装机(百万千瓦)

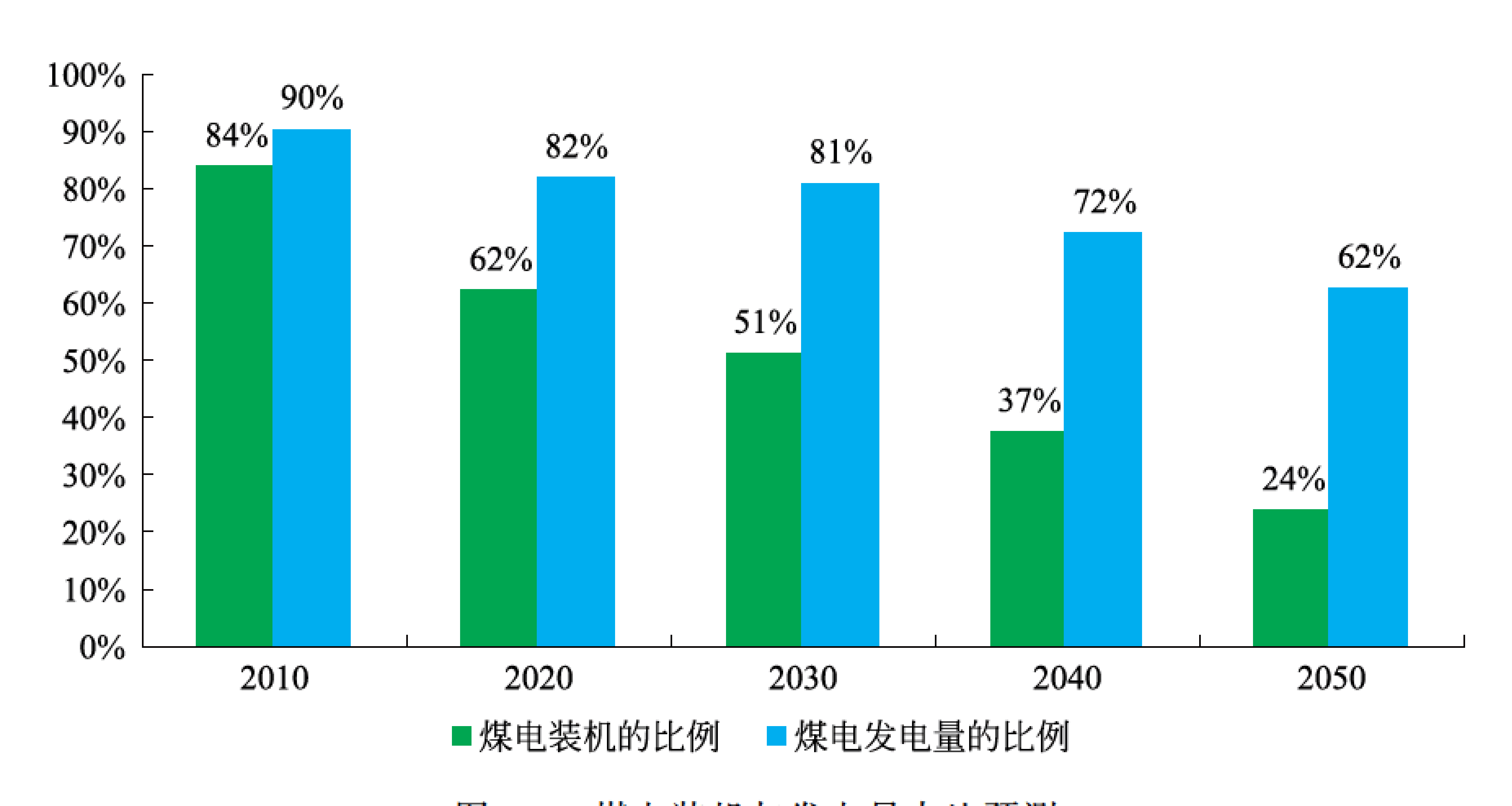


图4-5　煤电装机与发电量占比预测

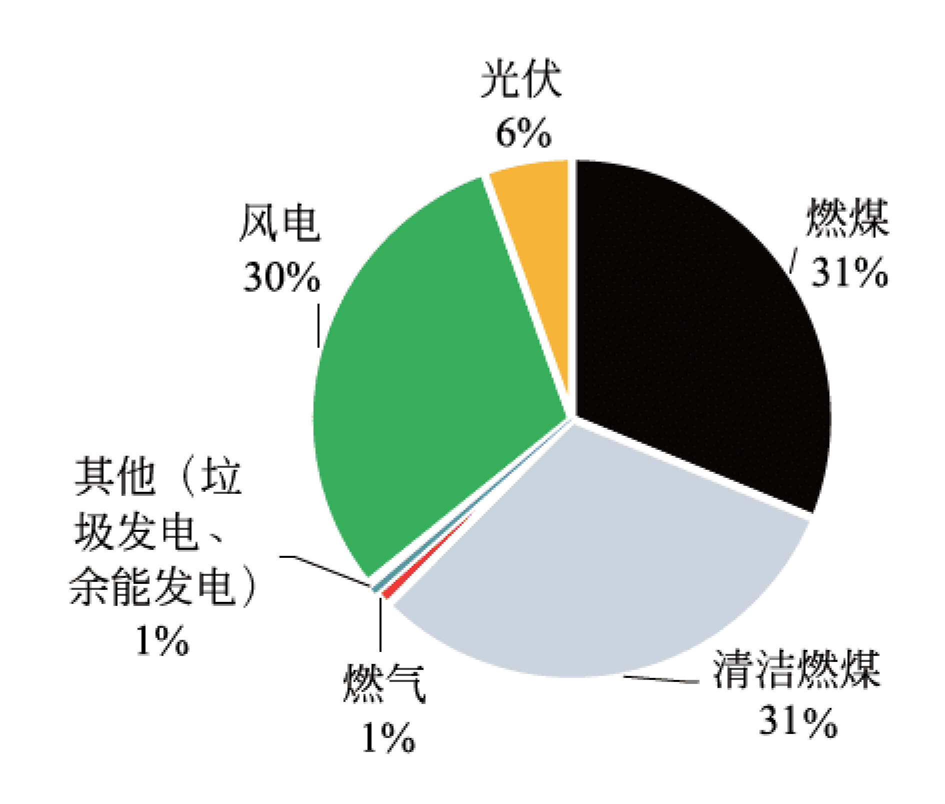


图 4-6　2050 年清洁煤电情景发电结构

4.2.3　高比例可再生情景

高比例可再生情景探讨的是 2050 年内蒙古至少有 60%以上的电力由太阳能、风能、生物质能等可再生能源提供。更多的波动性电源——风电和太阳能光伏，使居民和企业的需求响应更有价值，所以这类技术的发展速度也就更快。用户可以通过家庭局域网并利用智能电网的双向通信功能，对价格信号做出自动响应。随着用户对能源消费信息的了解不断深入，能够更容易挖掘节能潜力，能够对价格信息进行回应，也能利用新技术获得更多的舒适性。能效的提高抑制了电力需求增长，推动管理部门和电力企业借助监管改革，应对日益衰退的“建设和增长”的商业模式。

如果关键技术成本能够如预测的那样，沿着学习曲线持续下降，过渡到 60%的可再生电力所需投资将是基准情景的 2 倍。但是超出的部分可以由节省下来的燃料成本所抵消，所以未来 40 年的电力成本将比基准情景更低。

内蒙古发展可再生能源发电具有得天独厚的资源优势，内蒙古风能资源全国最好，太阳能资源仅次于西藏，但区域优势明显。所以内蒙古超越全国的可再生能源发展是具有现实条件的。对于内蒙古而言可再生能源的成本已过临界点。与化石燃料电厂相比，可再生能源技术的资本通常更高一些，但没有燃料成本，电价在数十年内可以保持基本不变，并且其资本成本也在下降（见图 4-7、图 4-8 和图 4-9）。

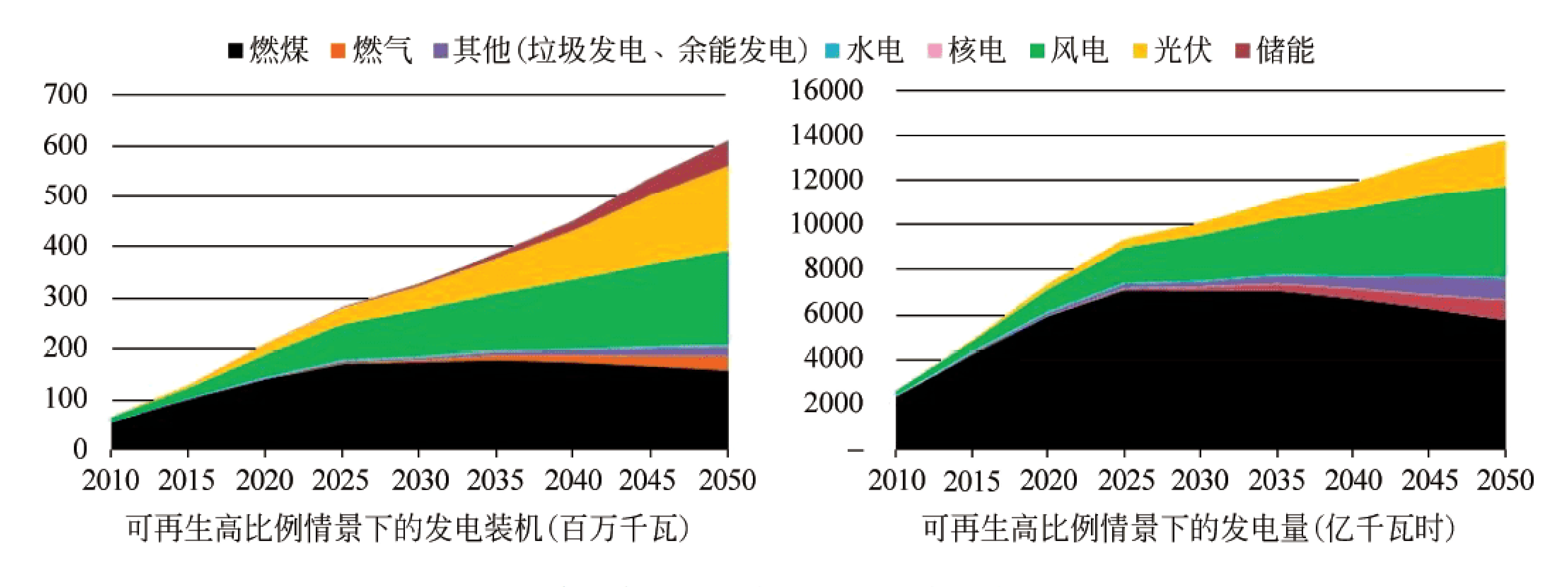


图 4-7　高比例可再生情景下发电装机与发电量

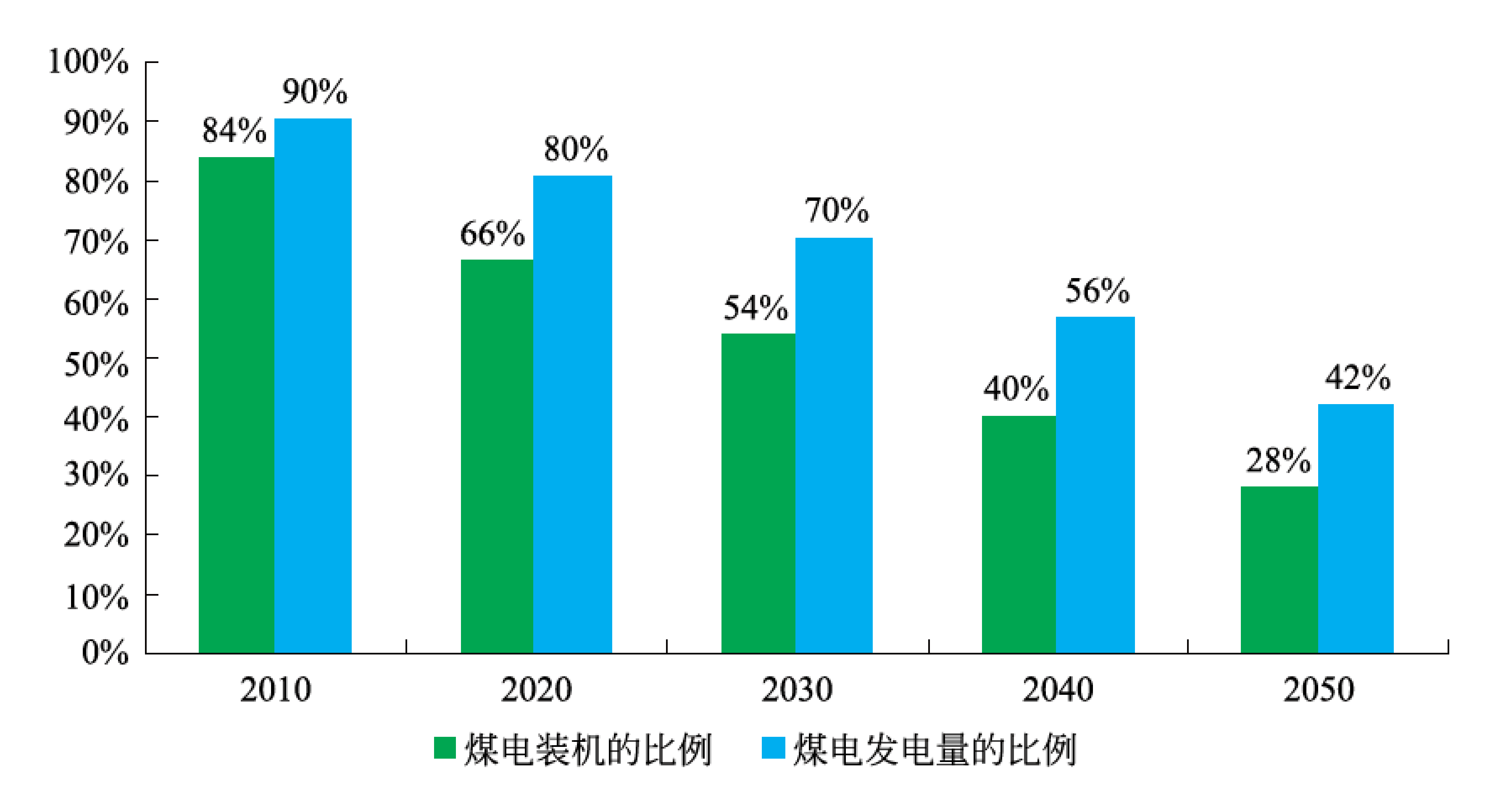


图 4-8　煤电装机与发电量占比预测

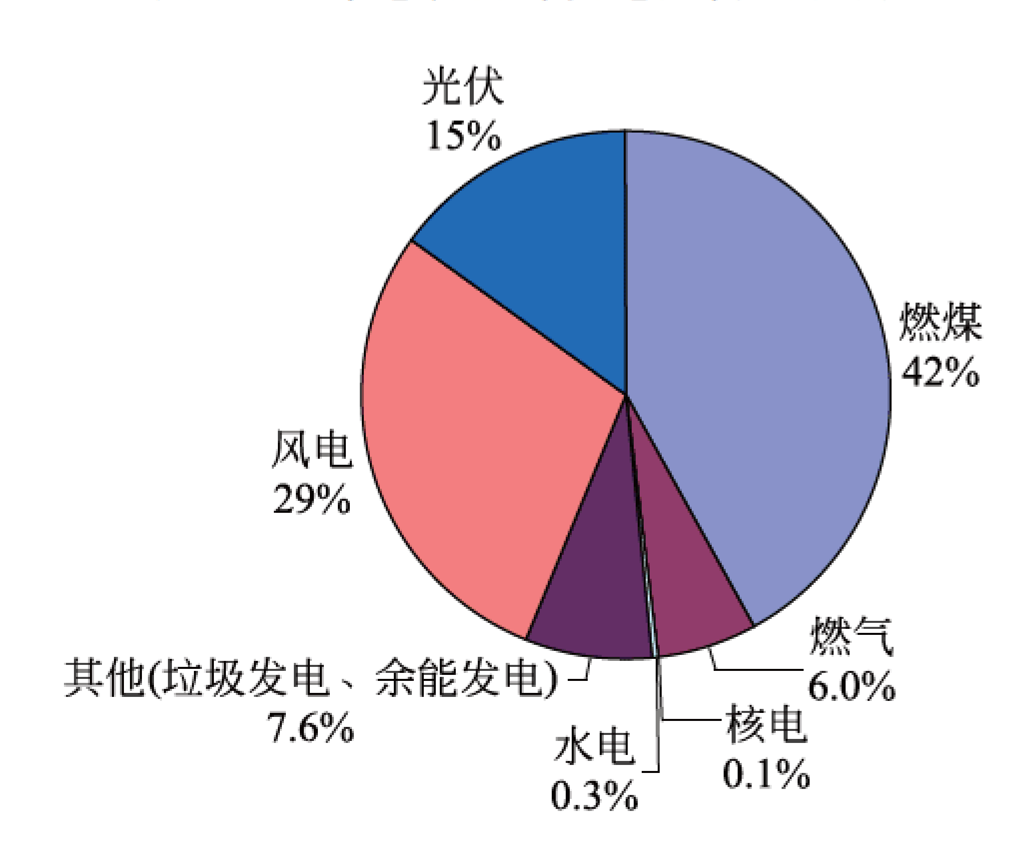


图 4-9　2050 年高比例可再生情景发电结构

然而,高比例可再生情景也有几个问题。首先,输电线路的选址和建设问题将依然存在,尤其是内蒙古地区两大电网并网消纳的问题将持续存在。其次,以集中式可再生能源为主的系统面临着与基准情景相同的安全性和可靠性问题:电网过于集中,输电系统脆弱。再次,未来集中式可再生能源的运行和技术条件,也为电力行业的变革奠定了基础——它将选择权和控制权交到了消费者手中。

在高比例可再生情景中,可再生能源和储能技术水平明显提高。空气污染治理使得煤炭消费受到限制;而随着煤炭清洁化技术的利用,到 2030 年前燃煤机组仍有一部分增加,但增速非常缓慢。但煤电发电占比不断降低,由 2011 年的 90%减小到 2030 年的 70%。在 2030 年之后,由于可再生能源的替代作用,传统煤电逐步被淘汰,只留下一部分清洁的调峰电站,所以煤电发电占比从 2030 年的 70%迅速下降到 2050 年的 42%。而天然气发电相对于基准情景有明显的较大幅度提升,主要是因为可再生电力快速调峰的需求。可再生能源的发展突破了相关技术条件、基础条件等的限制,且内蒙古可再生资源富集,包括太阳能、风能等都在全国居于前列,有良好的发展基础和潜力。可再生能源比例由 2010 年的 10%迅速增加到 2030 年的 40%;之后还保持快速增长的趋势,到 2050 年达到 50%左右。总体而言,高比例可再生情景下煤电利用受控、以可再生能源为主的清洁高效电力系统成为未来内蒙古电力的支柱型系统。

4.2.4　电力革命情景

革新的融合趋势将为超越爱迪生时代的集中式电网结构提供基础和动力。这种转变由不同规模的资源驱动,但更大的一部分供应则来自于分布式能源,如屋顶太阳能、热电联产、燃料电池以及小规模风电。这一前景中的电网充分利用可再生能源在地理和技术上的多样性,正如电力革命情景(见图 4-10 和图 4-11)所显示的,只需要目前一般的电力传输能力,因为分布式发电就在客户的身边。这些小型电站可以使电网由互联的"分散式微电网"组成,这些微电网在必要时可以独立运行,因此可以更好地承受电网故障并从中回复。

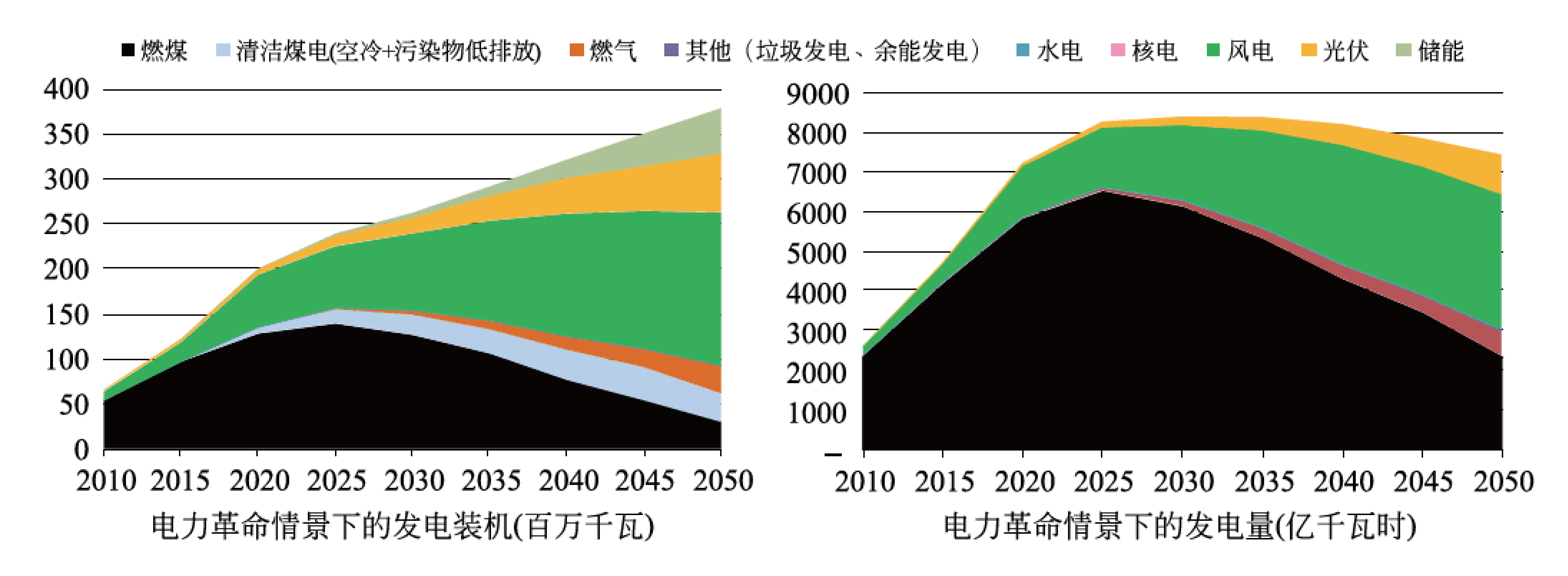


图 4-10　电力革命情景下发电装机与发电量

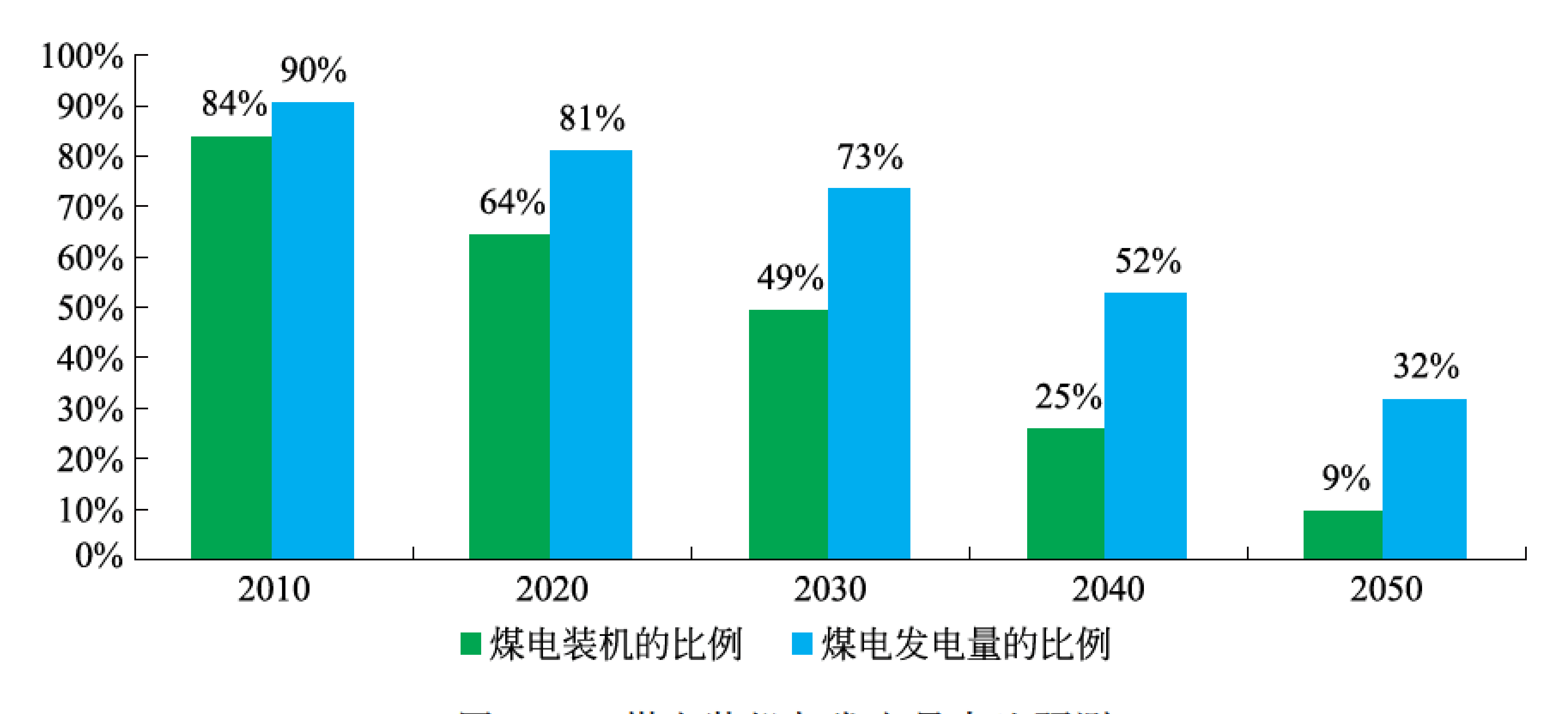


图 4-11　煤电装机与发电量占比预测

在电力革命情景中,转变的基础是分布式发电。从国际上来看,从美国的投资税减免,到德国的固定上网电价,再到巴西更便宜的竞标价格,由于这些政策的刺激,全球分布式发电市场仅在 2010 年就增长了 91%,达到 600 亿美元。在过去的 10 年里,微型发电——热电联产加上除大水电外的可再生能源发电已经在全球发电量占比上超过了核电。而在 2008 年微型发电占当年约 90%的全球新增发电容量,并且其潜力巨大。

在分布式发电中,电网将产生分散化的趋势。对电网来说,其发展与发电技术的发展是同步的。应用广泛的波动性可再生能源电源将创造更多的灵活性需求以匹配波动的供需关系。反过来,在建筑、工厂、家庭自动响应系统需要时,智能电网和先进的控制系统将承担起更多的平衡任务。目前的电网还是由调度员负责分配的,在电力革命情景中,未来的智能电

网技术和分布式柔性技术可以提供过去常常需要自上而下控制才能实现的系统级别的操作。例如,在一个制订有电力消费预算的办公楼中,设备被打开后,就与电脑管理系统进行通信。这一系统将比较信用点需求与大楼内其他负荷的优先级,还需要考虑空调的温度和设定值。然后,该系统确定如何调节负荷,如何控制现场发电机和储能设备,以满足新的需求并将电费支出控制在预算之内。而这一复杂的决策都是自动化无缝进行的,是电力革命情景的发展方向。

分布式智能技术为实现更小的电网铺平了道路。分布式发电由于位于负荷当地,所以不必依赖大电网实现基本电力服务。据估计,有98%～99%的停电事故源自输电、配电线路(主要是配电线路),因此分布式发电在提高可靠性上体现出独特的潜力。为实现这个目的,分布式发电机应该被允许"孤岛"运行,既可联网运行,又可脱网运行。这样的孤岛运行能力应该被接受为默认选择,从而增加电网弹性。同时,单独的分布式可再生能源发电系统可能出现供应波动性,未来我们必须考虑一个潜在的微型智能电网,在独立于大电网的同时,有足够的发电、储能能力和智能技术保障运行。

分布式技术目前主要的挑战在于经济性和公众的阻力。在经济性方面,智能电网试验项目的成本就高达80万美元到6亿美元,这不但与技术水平有关还与供应商的地理位置有关。除了智能电网,每年每个消费者还要花费2000元用于实现微网现代化——用于购买综合通信装置、智能电表和智能开关。在公众阻力方面,主要因为消费者非常担心智能电表电磁辐射可能会影响人体健康。再有就是,消费者拥有更多的选择就意味着更多的风险。按照实时电价支付电费可能对那些必须使用高峰负荷的消费者意味着电费的增加。

从电力革命情景(见图4-12)来看,电力需求随着未来分布式能源的发展将低于基准情景。同时,电源结构更趋多元化,各种发电技术都将得到良好的利用。从发电量来看,2025年,煤电装机即达到峰值,之后将迅速下降,而风电、太阳能和储能发电将从2025年开始迅速增长。到2050年,燃煤发电量总共占比32%,其中16%为清洁煤电,风电占46%,太阳能光伏13%,还有8%的燃气机组。相较于基准情景下的结构,则更趋完善。

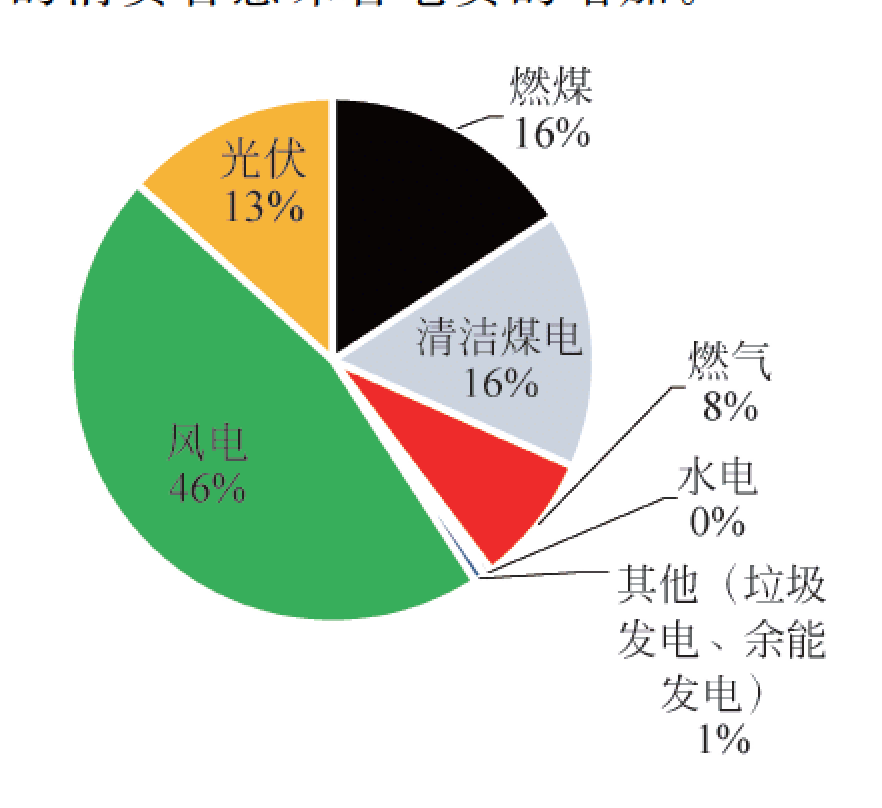


图4-12　2050年电力革命情景下发电结构

图4-13为电力革命情景和基准情景的发电量对比。到2050年,电力革命情景煤电占比较基准情景下降4个百分点。总发电量也由于终端节电的作用比基准情景下降4.8万亿千瓦时,约为基准情景总发电量的1/3。其次,在电力革命情景中,各类发电占比趋于平衡,电力市场供应结构丰富而稳定。

图4-14显示了以小时为单位的电源出力情况的模拟,在所有情景中供需都实现了平衡。如该图所示,在电力革命情景中,电力总需求较其他情景明显下降,下降幅度达到13.7%。从电源出力方面来看,电力革命情景较其他三个情景更加均衡和稳定,同时,以污染较低的清洁煤电、气电和风电为主要电源。更为重要的是,在电力革命情景下,储能技术得到了长足的发展,在用电峰值期间弥补了一定的电力负荷。所以,从电源出力的分布上来看,高比例可再生情景和电力革命情景无疑是最绿色而环保的,然而相较于高比例可再生情景,电力革命情景的电源形式更加灵活,供电安全更有保障。

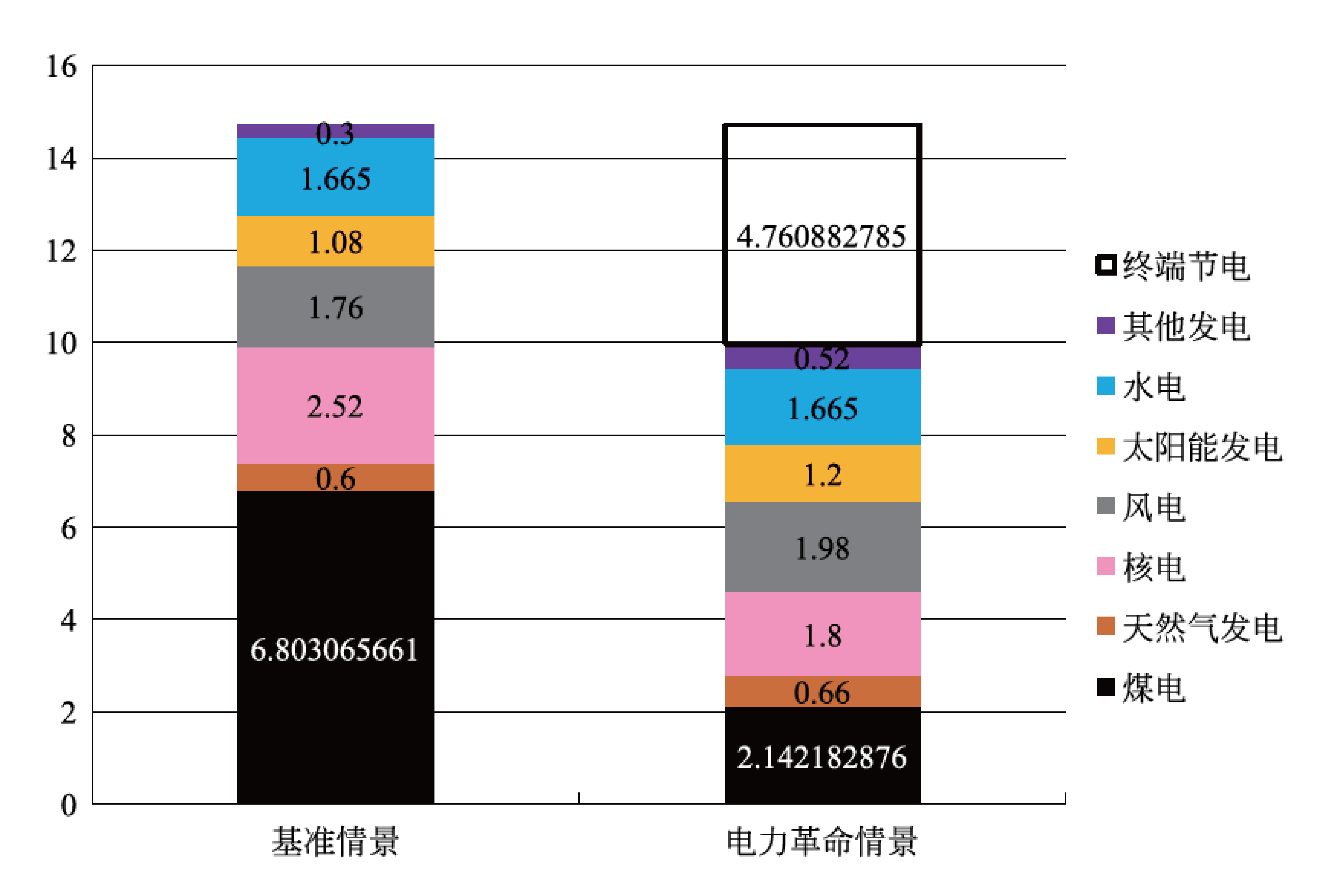


图 4-13　2050 年基准情景和电力革命情景的发电量比较(万亿千瓦时)

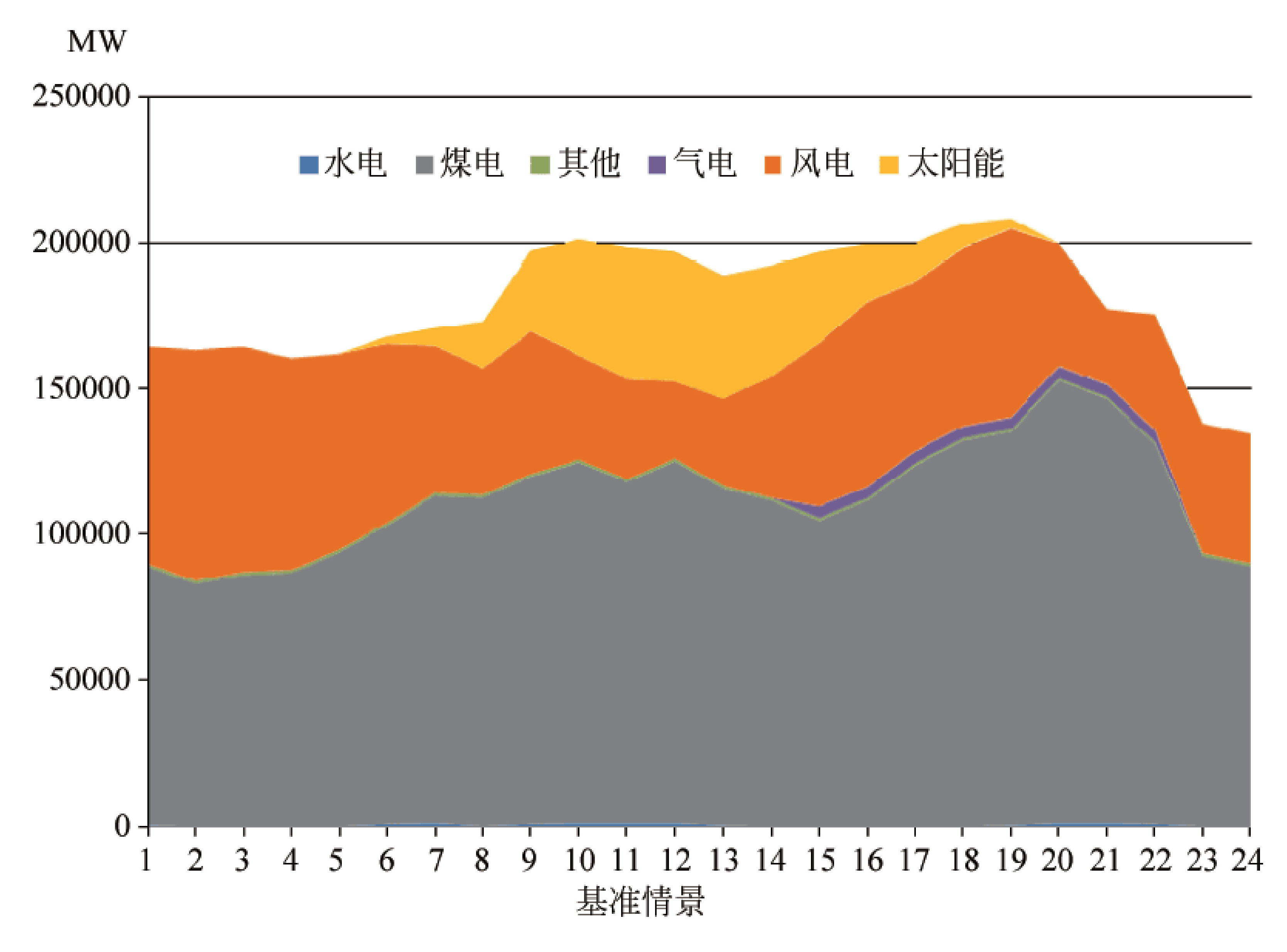


图 4-14　2050 年基准情景的电力负荷平衡图

4.3　方案选择及推荐

为了明确和规划内蒙古电力发展方向,我们提出并分析了四种情景。在基准情景下,电源结构和今天一样。在清洁煤电情景中,系统结构基本保持不变但是逐渐转向无碳能源。在高比例可再生情景中,实现电力的 60%以上来自可再生能源发电技术,主要来自风能和太阳能,此外还有供给和需求方面的灵活性资源。在电力革命情景中,系统是建立在负荷收缩基础上的,通过提高能源利用效率和分布式电源减少主电网负荷,让各种规模的资源公平

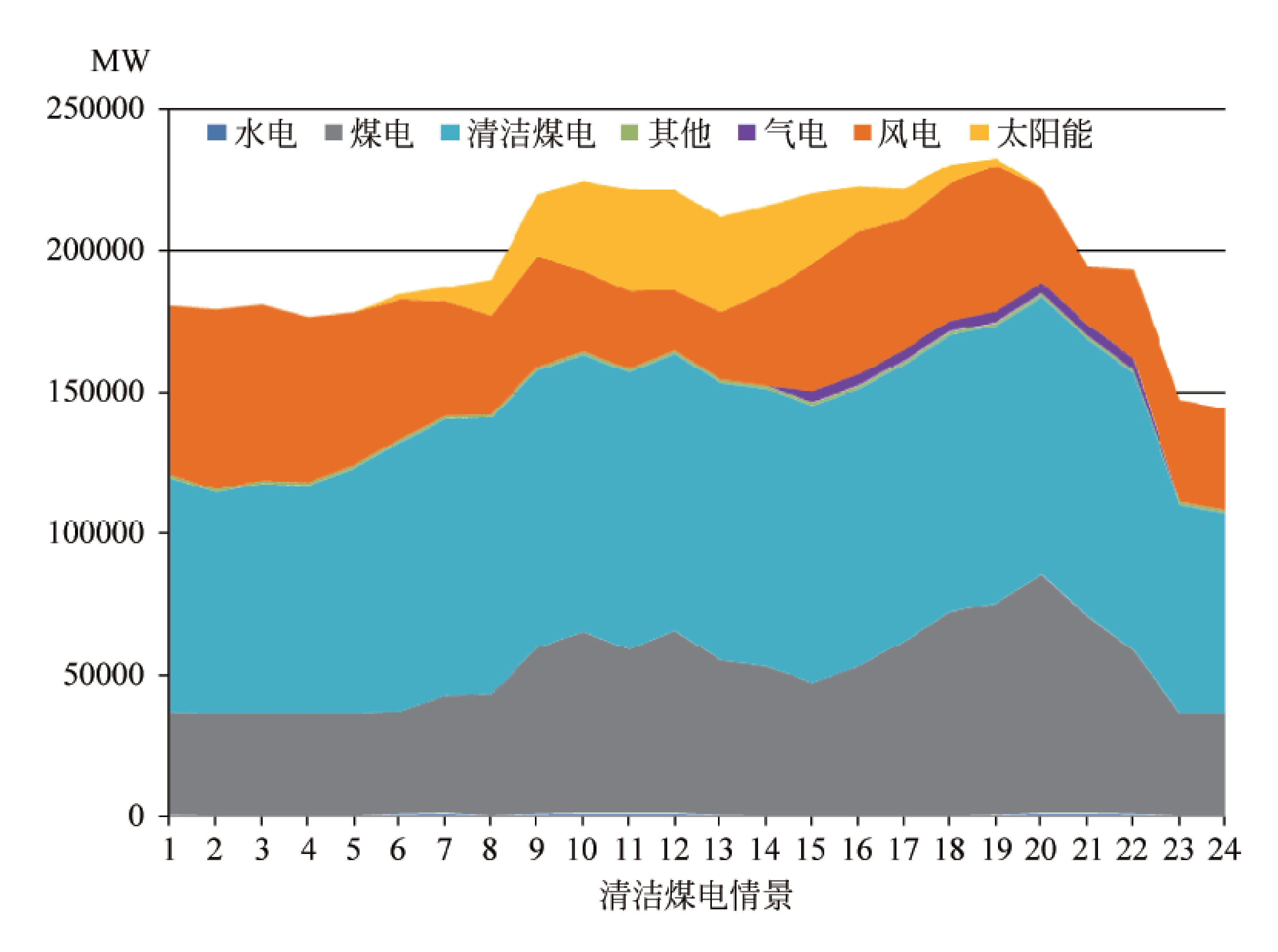


图 4-15　2050 年清洁煤电情景的电力负荷平衡图

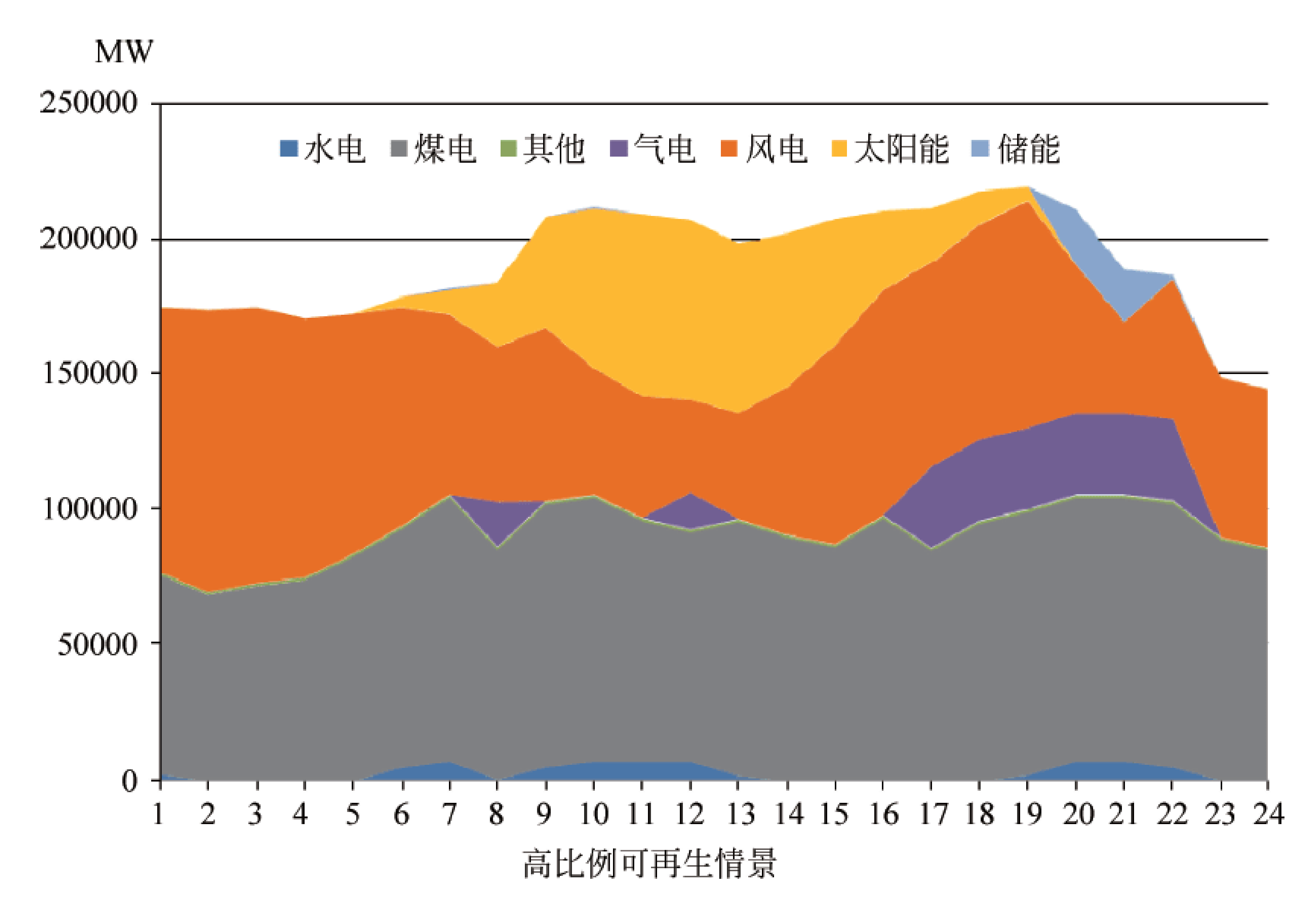


图 4-16　2050 年高比例可再生情景的电力负荷平衡图

竞争(见图 4-15、图 4-16 和图 4-17)。

在这四种情景中,我们通过六项主要指标来评价其成功与否:经济性、技术可行性、安全性、可靠性、环境责任和公共卫生以及公众接受性。在评估条件下,电力革命情景是最佳方式,其将电力系统变成一个集中式和分布式可再生能源的组合体,强调通过强化通信和智能电网确保实现效率和响应性需求。以下我们分别讨论。

经济性:尽管电源差异很大,四种情景的成本相差却不是很大,在 10% 左右。IGCC 和 CCS 技术推高了清洁煤电情景的成本;额外增加的容量和分布式可再生能源发电的高成本推高了电力革命情景的成本,但这些增加的成本会被节省下来的燃料成本在一定程度上弥

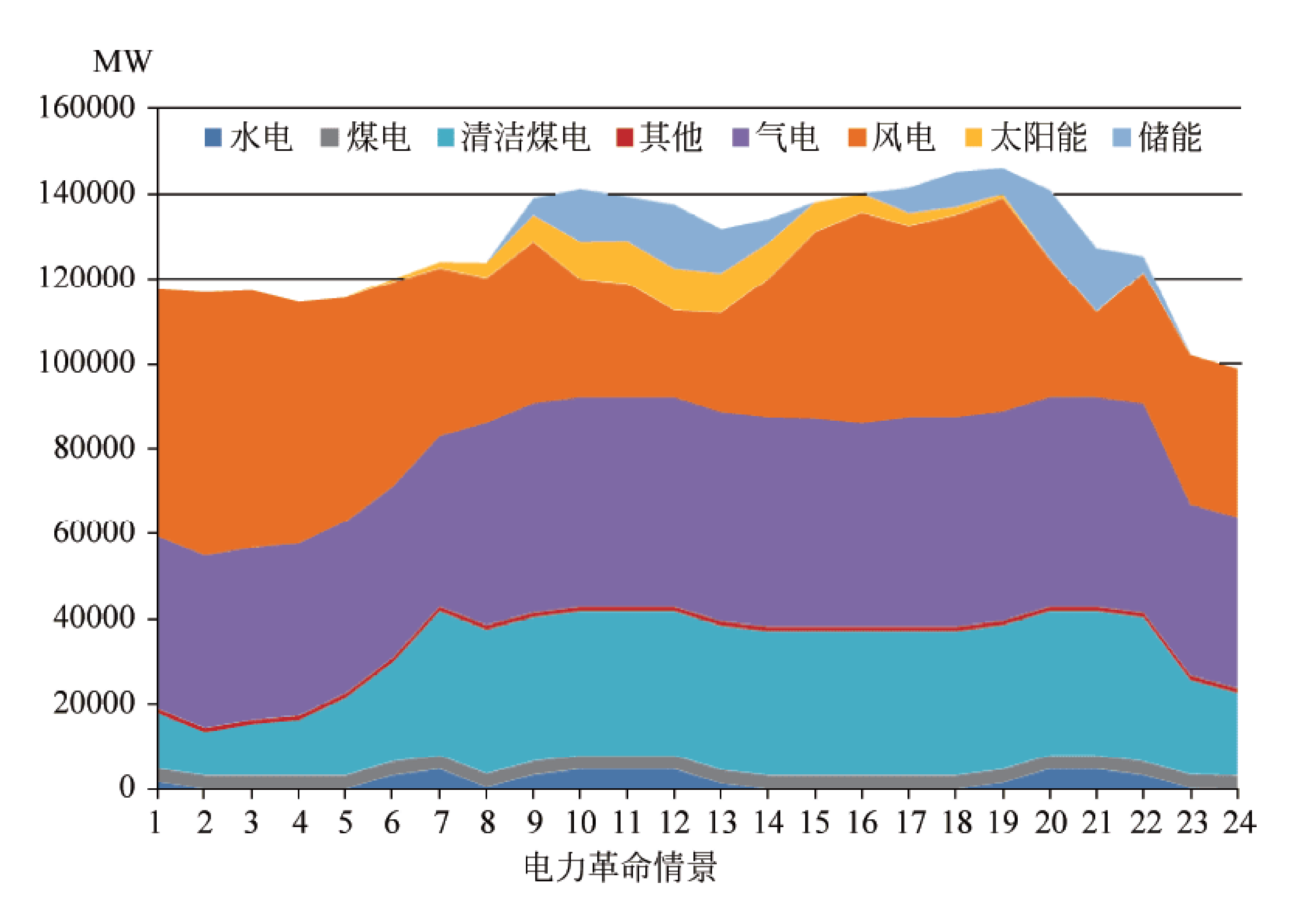


图 4-17　2050 年电力革命情景的电力负荷平衡图

补。尽管还有不确定性，但电力革命情景中的电力技术还存在减少成本和突破重大技术瓶颈的巨大潜力。分布式发电减少了金融风险，也会增加该情景的价值。

当然，整个系统成本，只是情景的一部分。基准和清洁煤电情景依赖于大数额投资，而高比例可再生和电力革命情景依赖于小型模块化技术。这些技术能力可以很快实现，用于平衡负荷，从而降低电力公司和最终客户的金融风险。与此相关的是，这几种情景中由燃料向资金的转变，是降低成本、减少高油价风险的决定性驱动因素。因此得到了一个涵盖广而又重要的结论：为未来情景做出选择的依据与其说是成本（成本将大致相同和完全不确定），还不如说是风险（风险的本质、严重性和管理相差很大）。

技术可行性。这四种情景都没有任何绝对制约性的问题。技术发展对四种情景很重要——尤其对高比例可再生和电力革命情景更重要。虽然这两种情景仍需要商业化应用来证明其可行性。但就目前来看，世界上许多国家已经证明了技术在电力革命情景中的可行性。而内蒙古拥有得天独厚的可再生能源发展基础，将更有利于电力革命情景的实现。

安全性：在发电领域，没有任何一个情景对石油依赖超过 1%。在基准情景和清洁煤电情景中主要对煤炭具有强依赖。而我们知道化石燃料相较于可再生能源受极端事件的影响较大，所以高比例可再生和电力革命情景面临的安全问题相对较少，尤其对分布式可再生能源更是如此。但是，正如我们所知四种情景都依赖于电网，电力革命情景则相对较轻。即使关键节点得到加强，输电网络仍存在本质的脆弱性。只有电力革命情景在电网故障的情况下仍能运行，因为其拥有较为灵活的电网结构。发电机组越是分布式，资源就越颗粒化和越能孤岛运行，那么大规模的电网连锁故障就越容易通过设计得以避免，进而减少电网问题对国家经济和安全的影响。

可靠性：当前的电力系统通常是可靠的，我们也并没有发现高比例可再生以及电力革命情景假设下的不可靠证据。尽管两者都需要更复杂的控制、预测和使用需求侧灵活性资源。但即便如此，几乎时时刻刻可再生能源波动性控制都在取得新的突破。内蒙古电网中风电的占比屡创新高。所以，可再生或者分布式可再生能源的可靠性在未来并非是问题。

环境责任和公共卫生：只有高比例可再生和电力革命情景能从根本上解决全部的环境和公共健康问题。虽然清洁煤电技术能一部分地控制污染物的排放，但是无论是CCS技术还是IGCC技术都面临着泄漏的风险和更多的水需求。

公众接受性：随着气候问题的日益严重，绿色发展问题已经受到自上而下的重视。相比于传统的化石能源在公众心中的高污染影响，可再生能源无疑得到公众更广泛的支持。同时，分布式的构架更能使利益链条和副产品传递给同一群人，而不是传递给电线另一端的人，这使得选址的冲突日益弱化，还能给社区创造良好的工作机会。

综上所述，保持一个过去持续发展的方向并不能保证未来的和谐发展。这将使问题日益积累，从而产生量变到质变的转变。若不加以改变，基准情景下的金融风险、环境及安全隐患，以及不断增加的停电风险，都将在未来充分暴露。而清洁煤电情景，虽然能在一定程度上缓解碳排放和环境污染，但无法解决快速变化的客户需求和电力服务提供商不断变化的问题。它比基准情景存在更大的技术和金融风险。

相反，追求大规模的可再生能源技术，已经显露出了稳定的发展方向。在减少污染方面具有天然的优势，不存在清洁煤电中技术和成本的不确定性。这也是目前内蒙古政府大力鼓励去做的事情，但是这种大规模的可再生能源系统也存在一些缺陷，主要是特高压输电设施的安全性问题和抗扰动性问题。所以，电力革命情景就是最值得推崇的方案。这种未来情景可以在实现客户选择、创业机会和创新最大化的同时，发挥其以可再生能源为中心的优势。随着这一多元系统的发展，市场可能会引导不同技术和规模的组合向最具成本效益和风险最小的方向发展。

第五章　战略机遇与挑战

5.1　战略机遇

5.1.1　大气治理激发清洁能源需求

国务院决定到2020年我国非化石能源消费比重要达到15%，单位GDP二氧化碳排放要比2005年降低40%～45%。为确保这一目标的实现，客观上要求我国加快发展风电、天然气等绿色洁净能源，降低煤炭在能源消费中的比重。这为内蒙古加快发展风电、天然气等清洁能源提供了良好的机遇。从国家相关规划看，国家能源发展“十二五”规划明确提出：逐步提高输电比重，结合大型煤电基地建设，采用特高压输电技术，加快建设鄂尔多斯盆地、锡盟能源基地向华北、华东、华中等地区的输电通道；大力发展非化石能源，培育新的能源供应增长极，建设包括蒙西、蒙东等大型风电基地。与此同时，全国《风电发展“十二五”规划》对内蒙古确定的目标为：到2015年规模达到2100万千瓦，其中蒙西地区1300万千瓦、蒙东地区800万千瓦。

5.1.2　电力改革释放改革红利

早在2002年，国务院就以“国发〔2002〕5号文件”下发《电力体制改革方案》(通称“五号文”)，提出政企分开、厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网的电力工业改革方向。但众所周知上述改革在经历了12年之后其实只做到了厂网分开。然而，从2014年5月开始，发改委体改司陆续召集发电企业、权威专家、地方政府、电网公司等多次征求电改意见。此后的6月13日，国家主席习近平在中央财经领导小组会议上强调“抓紧制定电力体制改革总体方案”。习近平强调：电力系统中长期以来调度与输配电合二为一，既当裁判员，又当运动员，是“政企不分”的典型体现；在讲话的结尾部分，习近平确定了新电改的时间表，他提出“抓紧制定电力体制改革的总体方案”，并要求发改委应在今年底前拿出新电改方案。这次会议真正开启了新一轮电改的序幕。此后国家发改委副主任、国家能源局局长吴新雄分别以“十三五”规划会议讲话和人民日报署名文章等方式表态将积极推进电力体制改革。新电改必将改变现有行业内部、上下游间的利益格局，进而对未来若干年的行业发展方向产生深远影响。新能源行业、地方小型电网企业以及电力大用户将是新电改中最大受益主体，这些长期受非市场化力量桎梏的领域将在市场化推进过程中释放出应有的活力。这对于内蒙古推进电力结构转型，扩大清洁电力规模，进一步完善电价形成机制提供了保障。

5.1.3　新兴发电技术推动电力系统变革

当前，世界各国在新能源、可再生能源以及清洁化石能源方面都有长足的进步。能源技术革命也成为各国刺激经济发展、提升产业水平、推动科技发展、提高能源经济性和安全性

的重要手段。我国在各项新技术中也走在了世界前列，CCS、IGCC等清洁煤电技术，风电控制系统，以及生物质能转化、地热能利用等都达到了世界先进水平。这为内蒙古地区推进电力系统结构调整，深化绿色经济转型提供了有利的技术保障。此外，随着经济社会的发展，电网规模不断变大，影响电力系统安全运行的不确定性日益加大，而用户对电力供应安全和电力质量要求也不断提高。未来的电网将变得更加灵活，以适应未来的电源多样化和分布式能源供应。为了使电网达到未来电力系统安全稳定的要求，智能电网技术已经成为各国研究的重要领域，并且已经展露出其强大的安全性和需求侧管理能力。

5.2 战略挑战

5.2.1 外送能力与省外需求平衡难度加剧

电力市场发展供大于求矛盾凸显。在电力工业快速发展的同时，也出现了新的矛盾和问题，有值得总结的经验和教训，当前突出的问题是供大于求。电力体制实施厂网分开重大改革后，内蒙古自治区电网实现了高电压、大电网、大规模外送的跨越式发展，基本保证了自治区经济社会发展对电力的需求，发挥了西电东输电力基地的作用。

2000年，自治区以220千伏线路为主网架；随着电源建设的高速发展，电网建设也跨上了高电压、大电网新台阶。到2009年，自治区西部已形成500千伏主网架，220千伏骨干网，东部已形成220千伏主网架，并分别通过110千伏，35千伏网络向城乡辐射供电。西部与东部分别通过500千伏线路与华北、东北电网实现联网。

但是由于近年来大力开发风电和西部电网的过大生产导致电力供应超出需求，同时风电的大力投入又形成风电闲置等问题，使得内蒙古电力产业在未来产业发展战略制定中要坚持合理规划，同时，加快风电并网的步伐，成为解决电力供应过量的有效途径。

电网建设滞后，窝电现象严重。电力作为商品，其开发速度与规模必须适应市场需求。电力市场的载体是电网，电网有多大，市场就有多大。内蒙古电网归自治区管理，与国家电网公司的关系是完全独立的电网企业关系，内蒙古电网供电区域内的电力市场与国家电网区域的电力市场的关系是两个完全独立的电力市场。因此，内蒙古电网区域内上网的电厂所发电力除少数“点对网”直接送电厂外，其余原则上由内蒙古电网包销。虽然内蒙古电力公司在发展中不断扩大电网建设，增加了一定的售电量，但内蒙古自治区区内的经济社会对电力需求的增量与内蒙古电网区域内近几年投产的发电装机相比只是个零头，所以出现了大约48%机组不能正常运行，导致大量“窝电”的现象。以呼伦贝尔盟为例，2012年已经建成并投入营运的风电场有11个，总负荷为613.4MW，加上在建风电场和即将投入营运的风电场，风电装机容量可达700MW，火电装机约为1.4GW。呼伦贝尔地区最大用电负荷约为700MW，负荷较小的时候，仅为400MW左右。电网与风电发展规模不相适应是该地区弃风限电的根本原因。

目前，内蒙古西部电网统调发电装机4465万千瓦，最高发电负荷2400万千瓦，富余装机近600万千瓦（不考虑风电、光伏发电）。2012年，蒙西电网公用火电机组利用小时数为4856小时，低于全国平均水平100小时；2012年风电利用小时数1984小时，弃风比例超过10%，2013年通过加强电网建设弃风情况有所改善。

造成蒙西电网电力过剩的主要原因在于：一是“网对网”送电通道多年没有增加，外送电

力无大幅度增长。二是风电装机容量和发电量增长迅速。三是网内用电市场增长低于预期。预计到2015年底，还将有约600万千瓦国家已核准或同意开展前期工作的火电、水电、抽水蓄能机组和大量风电、光伏发电并网，蒙西电网电力过剩情况短期内不会改变。

5.2.2　电源结构亟待优化

风电比重大、电网消纳调峰能力不足。蒙西电网风电发电量占全部发电量的11%，风电装机已占发电装机的23%，水电装机仅有56万千瓦，占比1%。作为严寒地区，蒙西供热机组占火电比例高达52%。冬季供热期间，大量供热机组不能参与调峰，电网调峰能力大幅下降，无法消纳全部风电电量。2010年至2013年连续四年风电利用小时数不足2200小时。迫切需要采取多样灵活的调峰技术手段和管理措施，进一步提高蒙西电网风电的消纳比例。

5.2.3　生态环境约束日益增强

西部地区资源性缺水严重。内蒙古中西部属于大陆性半干旱气候，年降雨量普遍小于300毫米，年蒸发量在2000毫米以上，水资源缺乏，局部地区地下水严重超采。目前内蒙古有18个城市严重缺水，年缺水量达7亿立方米，近650万人的日常生活受到缺水的困扰。呼和浩特市地下水水位的年下降幅度已由过去每年的1.5米增至2.7米，而且下降速度还在加快。城市水资源供需矛盾日益尖锐的主要原因之一是工业用水迅速增长。随着工业化和城市化的推进，对水的需求将加速增长，未来水资源总量不足对内蒙古中西部经济发展的制约将会进一步凸显。

电力工业和煤炭工业的发展需要消耗大量的水，必须有充足的水资源保证。火力发电是我国取水量最大的行业之一，2003年火力发电用水占全国工业用水的44.3%。按照国家规定的能源工业用水定额，百万千瓦的火力发电厂需水标准为1.0～1.2立方米/千瓦时，煤矿综合用水低限标准为2立方米/吨原煤，其中开采煤炭的需水标准为1立方米/吨原煤。两台60万千瓦的发电机组每年耗水2000多万立方米，即使采用空冷方式，也要耗水450万～600万立方米，相当于一座中小型水库的供水量。生产1吨煤制油大约需要10吨水，年产1000万吨煤制油需要耗水1亿立方米，相当于2003年内蒙古黄河流域所有城镇的用水量（见表5-1）。

为了避免未来生产用水挤占生活用水和生态用水，煤炭开采和发展电力及煤制油等高耗水工业的发展需要合理规划，必须考虑水资源的限制。

表5-1　2003年内蒙古黄河流域用水量　　（单位：亿立方米）

农业	工业	城镇	生活	合计
69.74	5.72	1.16	2.19	78.81

生态环境制约日益加强。能源资源的开发会对生态环境造成不可避免的影响，且随着开发规模的加大，影响程度将加深。煤炭的露天开采会破坏地表生态系统，井工开采会造成地面塌陷。煤炭开采还会破坏地下含水层和隔水层的构造，破坏地下水系。矿坑和矿井疏干水外排会污染地表水和地下水，并造成矿区周围较大范围的地下水水位下降，导致河流和水井干涸，地表植物无法生长。在干旱和半干旱地区的煤炭开采对水资源破坏和污染的生

态环境后果将更加严重。

在内蒙古东部,平均每开采1吨原煤约排放2吨污水,对地下水资源的破坏和地表水资源的污染都相当严重。在内蒙古中西部地区,虽然煤炭开采造成的水资源破坏低于1吨,但由于这些地区原本水资源就严重不足,水资源破坏将可能引起更加严重的生态后果。目前,煤炭开采对生态环境和水资源的长期影响还没有得到应有的重视。

在鄂尔多斯,煤炭开采的冒裂带极易触及当地唯一的地下含水层底板,导致含水层水位大幅度下降,甚至完全被疏干。东胜矿区在开发过程中破坏了蓄水层及隔水层,地下水渗漏导致周围地下水水位大幅度下降,严重的地区地下水已经下降2～3米甚至更多,导致沙地中原有的海子、引水井、水库水位下降或干枯,大量植物死亡,土地沙化日趋严重。

内蒙古的能源发展必须在开发丰富的能源资源与保护脆弱的生态环境之间寻找平衡。中西部干旱地区的煤炭开发规模,不能仅以煤层的开采条件来决定,需要按照生态系统的承载限度进行控制。在降水相对比较丰沛的呼伦贝尔地区,草原生态系统也相当脆弱,多年来一直受降雨量减少的威胁,煤炭的开采也需要避免给周围草原生态系统造成严重影响。

城乡发展日新月异、电网建设难度加大。大部分城乡配网设备老旧,供电能力和可靠性位于全国落后水平。由于社会协调难度大,城市配网建设改造工程进展缓慢,完成投资不足。电网规划与城乡综合规划和产业布局规划衔接不够,设备闲置和供电困难同时存在。电网建设与商业开发、环境保护、征地拆迁等方面矛盾日益突出,工程前期和建设工作的困难加大、周期加长,对电网规划建设工作提出了更高的要求。

5.2.4 电力安全保障要求日益提高

随着经济社会的发展,电力已经成为经济发展的基本元素。从美国加州停电事故中不难发现,电力供应中断对当地经济发展的毁灭性影响。中国的电力行业也正朝着高密度、大电网的时代发展,电力安全的要求日益提高。未来的电力产业无论从电源供应的稳定性以及电网运行的安全性都提出了更高的要求。需求侧的限电政策也将更加困难。如何更加高效、充分地提高电力工业安全水平,将是未来电力产业面临的重要问题。

同时,电力供应的安全也随着国际合作的加强以及未来地缘政策的变化产生深远影响。未来的世界将更加错综复杂,在电力供应格局不变的情况下,如何更加充分地利用可再生能源以及更加先进的电力输送技术,将成为未来各国争相研究的重点。

第六章　战略思路和目标

6.1　战略思路

深入贯彻党的十八大精神，以邓小平理论，“三个代表”重要思想，科学发展观为指导，按照国家能源发展战略总体要求，结合电力工业发展情况和内蒙古实际，以合理的电源结构为导向，充分发挥内蒙古资源优势，保障内蒙古经济社会持续健康的发展；同时，积极推进非化石能源发电，不断优化调整电力结构和布局，以建设内蒙古“清洁能源输出基地”为指导，大力发展可再生资源发电；加强能源电力合作，拓宽电力供应渠道和电力市场，提高电力协同保障能力；加强电网建设，提高电网安全稳定运行水平，全面提升电力供应质量；努力构建安全、高效、绿色、经济的电力供应体系。

6.2　基本原则

坚持统筹协调的原则。妥善处理外送与区内消费的关系，注重全面协调、统筹兼顾，努力实现总量与结构、发展与环境、电源与电网、化石能源发电与非化石能源发电的全面协调发展，促进电力与经济、社会、生态环境的协调发展。

坚持节约优先的原则。立足于可持续发展长远目标，坚持节约优先，构建节电导向性经济和产业发展体系，保障合理用电，鼓励节约用电，限制过度用电，构建满足节能环保要求、满足资源承载力要求，具有可持续发展能力的电力工业体系。

坚持电网与电源发展相协调。以系统安全、稳定和经济为目标，科学合理布局电源，协调电源和电网发展。既要保证传统火电送出和消纳，又要积极适应风电、太阳能发电等新能源发电接入及分布式电源并网要求。

坚持结构优化的原则。积极发展可再生及新能源发电，推进分布式能源发展。构建满足资源承载力、环保要求、持续稳定的电力供应系统。加快建设各电压等级电网协调发展的坚强智能电网，全面提高电网优化配置资源的能力。

坚持推进西电东送。加快电网外送通道建设，在满足安全的前提下，外送通道与内蒙古电网相连。按照互惠互利、合作共赢的原则，建设运营外送通道及电源汇集网络，带动煤电、风电基地开发建设。

坚持科技驱动的原则。加快自主创新，重点在清洁发电技术、核电、可再生和新能源发电、智能电网等领域加强新材料和关键技术的攻关和设备研制。推动电力装备制造业升级，提高电力工业科学发展能力。

坚持市场导向的原则。加快体制机制创新，推进电价改革，完善宏观调控和市场监管体系，发挥市场配置电力资源的基础性作用，提高电力资源配置效率和效益，促进电力发展方式转变。

6.3 战略目标

到2020年,逐步淘汰高污染煤电企业,完成国家环保标准。在煤电清洁化的基础上,积极发展可再生能源;电网建设逐步推进,加大电力输送能力,明显改善弃电现象;到2020年煤电装机比重下降到80%以下,可再生能源发电比例达到15%左右。

到2030年,进一步扩大省外电力输送能力,基本解决弃电问题。电源、电网结构进一步优化,电力工业能源利用效率、污染物排放指标和经济性明显提高;电网满足远距离大规模输电、适应集中与分散清洁能源接入能力不断提高,具备防御、防止大停电事故的能力;煤电占省内装机比重下降到70%以下,可再生能源发电比重提高到25% 左右。

到2050年,建成安全、高效、环保、经济的电力供应体系,清洁能源发电成为支柱电源,建成结构坚强、布局合理、发展协调、技术先进、安全可靠、灵活高效、不同电压等级、功能定位明确、实现与用电终端互动的智能电网;煤电占省内装机比重下降到20%以下,可再生能源发电比重进一步提高到70%左右。

未来主要电力流向:2014—2020年,蒙西、蒙东电网长期处于过剩状态。蒙西电网电力外送主要流向是华北、华东地区,蒙东电网电力外送主要流向是东北地区。蒙西电网、蒙东电网外送通道建设均分别提出了两个方案,即超高压交流+超高压/特高压直流方案和特高压交流+特高压直流方案,均可满足2020年内蒙古电力外送需求。

考虑内蒙古能源资源发展状况,各地区电力电量平衡情况,以及全国电网规划布局,预计2030年、2050年蒙西、蒙东电网电力外送的主要流向仍然是华北、华东以及东北地区。

第七章　战 略 重 点

从内蒙古的情景分析来看，总的来说内蒙古电力战略重点包括：打通外送通道；优化电力结构；打造国家清洁电力基地；探索电力改革示范区。

7.1　建设以清洁煤电为核心的多元化电源结构

依据内蒙古的资源优势和情景预测，内蒙古地区无论从国家能源安全考虑还是地区经济可持续发展考虑，都将以火力发电为主。但考虑环境约束的日益加强以及内蒙古风力资源得天独厚的优势，未来风电必将成为内蒙古的第二大电源。根据情景中的讨论，随着电动汽车、储能技术和智能电网技术的发展，分布式能源是未来最清洁以及安全的电力供应形式。未来内蒙古电力结构将向着以火电为主，风电为辅，多种新能源以及分布式能源共存的发展模式。为实现上述目标，要做到：

一要加快超低排放技术研发、示范和推广。组织对共性、关键和前沿减排技术的科研开发，实施污染物治理示范工程，促进治理技术产业化。组织先进、成熟的治理新技术、新设备的推广应用，制定技术开发、示范和推广计划，明确阶段目标、重点支持政策，分步组织实施。

二要强化节能环保指标约束。执行差别化的环保标准，对于三区十群的重点区域的重点地区，提出更高的节能环保要求，提升燃煤发电能耗指标和污染物排放标准，推广普及超低排放或近零排放机组。2020 年前，在重点地区新建燃煤电厂中执行；2020 年后，推广到全国范围的新建燃煤电厂。

三要推进火电污染治理设施建设与改造，确保所有火电机组按期实现达标排放。对于三区十群的重点区域，提升燃煤发电污染物排放标准，推广普及超低排放或近零排放机组。2020 年前，争取重点地区的大型燃煤机组 50%进行超低排放治理改造；2020 年后，推广应用到全国范围，重点地区的燃煤机组全部改造完毕。

四要实行重点区域电厂大气污染联防联控。联防联控区的所有火电企业，在线监测数据要联网到各省级环保部门，并联网到环境保护部的环境监察部门，加大现场环境监督检查力度，确保火电企业的除尘、脱硫、脱硝等环保设施长期、稳定运行。

7.2　有序发展内蒙古风电，提升清洁电力的比重

内蒙古自治区风电发展已呈现出“大规划、大企业、大基地、融入大电网”的新格局。随着内蒙古自治区风电产业的快速发展，合理的布局规划与企业发展模式将加强关联。目前来看，国电龙源、中电投等多家知名电力企业已经与内蒙古电力企业共同合作开发风电项目，并吸引了国内外企业，如瑞能北方、维斯塔斯等大型风机制造企业落户内蒙古。这些举

措对于加快内蒙古风电产业发展步伐有很大的推动作用。未来将继续加强企业间的强强联合，充分发挥内蒙古的资源优势，努力建设中国北方的“风电三峡”。

7.3 提高电网外送能力，破解窝电难题

内蒙古电力行业目前存在的发展瓶颈是窝电现象，而造成窝电现象的主要原因即电网建设滞后。然而对于内蒙古而言除了需要考虑通道问题以外，更为重要的是获得电力消费市场。所以内蒙古电力工业必须要从电力资源优化配置的战略大局考虑，努力提高东北、华北、西北三个邻近电网吸纳内蒙古电量的规模。同时，努力争取扩大远距离交直流特高压电网建设规模，建立外送电网，以及出口电网，在中国电力市场赢得主动权的同时保障内蒙古电力上下游产业稳定发展，促进经济社会又好又快发展。

同时，利用市场化手段提高电网输电能力。一是贯彻落实《华北区域短时电力支援交易暂行办法》，要求各电网公司利用各电网峰值负荷出现的时间差实现错避峰，提高网间短时电力支援效率，进一步提高网间联络线使用效率，确保短时支援公开、公平、公正。二是完善相关制度，保障必要的事故备用总容量。通过加强调度、优化调度方式，在满足安全运行前提下探索建立备用共享机制，减少事故备用总容量，提高供电能力。三是敦促电网公司加强输变电设备扩容，特别是老旧设备的改造，保持设备的健康运行水平，提高应对极端气候的能力，增强电网安全运行控制水平。四是进一步促进跨省跨区电能交易，采取措施提高从山西、内蒙古和宁夏向京津唐和山东送电的能力。五是努力保障输电线路、变电站建设的各环节需求，提高电网的电力供应能力。

7.4 将智能电网作为清洁电力发展的支撑平台

蒙西电网在输电技术和调度自动化技术等领域达到国际水平，可再生能源发电灵活接入技术等取得重要进展。加强骨干网建设，主要是适应大规模跨大区输电需要的高电压等级的骨干网架建设。加快智能电网建设，主要是解决一次设备智能化、调度技术支持体系、柔性输电、互动营销、分布式储能等关键技术问题，最大限度地接纳风电和太阳能发电等可再生能源发电，适应用户日益增加的多样性需求，提高电网的可靠性和整体效率。2020 年前，应通过建设高电压等级骨干网架，为大规模可再生能源发电基地的远距离外送和消纳提供坚强的网络支撑平台，并为核电建设提供坚强的电网支撑；依托先进的特高压输电、信息、通信和控制等技术，加快智能电网建设，全面提升电网的资源配置能力、安全稳定水平和经济运行效率。统筹推进各级电网发展，实现与跨区骨干电网的有效衔接，增强对可再生能源发电的承接和消纳能力；加强配电网建设，提高配电技术和管理水平，为用户提供优质可靠的电力供应，支撑分布式光伏等电源接入系统，满足多元化服务要求。

7.5 适时推进规模化储能技术发展

抽水蓄能是目前最具有规模化应用基础的储能电源，其他储能技术尚不具备规模化应用的条件。其中，液流电池、锂离子电池、钠硫电池和铅酸电池等几类化学储能技术在中国

仍处于工程和应用示范阶段。未来中国储能技术的适宜发展路径是:在具备使用条件的地方首先采用抽水蓄能,支持发展液流电池和锂电池,积极推进产业化发展和应用示范项目的开展;引导铅酸企业加大对规模储能领域的应用开发力度;密切跟踪钠硫电池的开发;重视超级电容储能、压缩空气储能、飞轮储能和超导磁储能等技术的研发和商业模式创新。2020年以前,大规模储能主要依靠抽水蓄能,到2020年抽水蓄能建设规模达到5000万千瓦,不仅能够提高系统安全、稳定、经济、灵活运行水平,而且可以促进清洁能源技术发展。2020年以后化学储能有望快速下降,开始规模化应用,其中液流、锂离子、钠硫电池具有规模化应用前景。从中国储能发展可选的商业模式来看,在发展机制和产业政策配套完善的条件下,储能技术可能存在电力供应侧、用户侧、第三方运营商、电网和应急备用等多种商业模式。

第八章　保障措施

8.1　亟须协同电网建设,统筹电源与电网建设布局

建立电力滚动规划机制,统筹资源与环境、规模与布局问题。在规划实施过程中,经济发展形势和宏观环境都存在不确定性,建立电力滚动规划机制,及时校核重点任务和政策措施实施情况,有助于增强规划的权威性、指导性和连续性,促进规划更大程度实施到位。特别是对于乌兰察布等地区的电源建设情况,需考察生态环境的特殊性,注重对当地的环境、生态、民生的保障能力,避免掠夺式开发;同时合理规划电力输出通道能力建设。

立足自治区区内情况,要求确定合理的电力结构和发展布局。由于内蒙古地域广大、资源分布和经济发展不平衡,因此大基地建设、远距离输电不是电力唯一的发展方式,应坚持因地因网制宜原则,注重能源资源的有效利用。

一是在发展集中式大电源的同时大力发展分布式电源。集中式大电源具有节能、环保、高效的优势,但是一旦发生系统稳定事故,需要依靠分布式电源来满足所在地区最基本的经济活动和人民生活的需要。所以,集中式大电源不能替代分布式电源,在建设高效率、大容量的集中式大电源的同时,要及时落实分布式电源的建设,从根本上改变供电结构。在经济相对发达的城市负荷地区,可发展热、电、冷联产,特别在有天然气管网通过的地区,建设中、小型燃气轮机组成的分布式电源更有优势条件和必要性,也符合节能减排的发展大趋势。

二是提高省内电源安全可靠稳定的供电水平。电源跨省平衡主要是为了优化资源配置,省内设立电源是为了发挥就地平衡作用,在跨区平衡电源一时难以解决的情况下,省内电源要能起到支撑作用。

三是按照近送电,远送煤的客观规律,采取煤电并举、输煤和输电相结合的方式,考虑受电地区电网结构的坚强合理。同时大力发展核电等清洁高效项目,减少负荷中心对煤炭的依赖。

四是有序发展可再生能源。在相当长时期内,可再生能源无法替代传统能源,只能起辅助和补充作用,不能改变以煤电为主的电力结构,可再生能源应在注重科技创新、降低成本的基础上循序渐进地发展。鼓励发展分布式、就地消纳的可再生能源,对不具备远距离输送条件,也不能就地消纳的,可暂缓发展或待机发展,避免造成不必要的浪费。

8.2　完善可再生电力配套机制建设

加紧突破体制机制障碍,推动可再生能源发展。当前体制机制问题是制约可再生能源发展的最大瓶颈问题,应转换思路,加紧突破体制机制障碍,确保风电等新能源有序开发。

一是调整风电开发思路,合理控制风电基地建设节奏。建立开发商、电网、用户多方共赢的风电开发机制,保持风电开发的可持续性。扭转一味追求提高风电装机容量的现象,在

考虑消纳能力的情况下，从追求速度向追求质量转变，从追求装机容量向追求风力发电量转变，从集中大规模开发向大规模开发为主、分散开发为辅转变，鼓励分散式开发，施行大中小相结合。

二是提高风电技术创新能力。重视风电产业技术进步，加强风电机组核心技术研发，实施技术内生，以规模化带动装备制造产业化和风机技术进步，进一步提高风电机组故障诊断能力、有功及无功功率调节能力、主控系统及变流器关键零部件等技术性能，尽快适应建设电网友好型风电场的需要。

三是加强风电场建设管理。加强对建设施工企业和人员资质的监督检查和考核，确保工程建设质量。严格按照相关标准和规程进行试验和投产前验收。监理单位要加强质量建设，对于隐蔽工程要实行旁站监理并严格验收。加强对风电场无功功率和动态无功设备的监控，并督促风电场严格执行。加强风电场二次系统监督管理，开展涉网保护定值（电压、频率保护）的核查和备案工作，指导风电场按电网要求进行接网保护定值整定。

8.3　凭借蒙西电网的特殊优势，探索电力改革试点

电力市场化是构建安全、清洁、高效、智能的电力系统的基础和前提。要建立灵活智能的电网，必须有零售侧实时电价和需求侧用户的参与。因此，需要坚定不移推进我国电力体制和市场化改革进程。目前，国家只进行了发电侧市场化改革，但发电运行仍沿用发电计划机制，输配仍处于垄断状态，电价仍由政府管制。内蒙古有自己独特的优势，要为我国未来电力改革探索新路，电力市场建设重点是：

一是建立竞争性发电市场。取消不合理的发电量计划，发电价格应实时反映供需形势、实时发电成本、生态环境保护外部性等成本。

二是放开售电侧市场。在大用户直接交易试点的基础上，按照电压等级和用电容量，逐步放开大用户、中小用户、居民用户的选择权，允许用户根据价格和服务要求自由选择售电公司，需求侧依据电价信号自动和自主决策发电、储能或买卖交易。

三是实施调度与交易独立。电力调度在组织和协调电力系统运行和电力市场交易中具有举足轻重的影响力。将电力调度机构从电网企业分立出来，组织和协调电力系统运行，改变电网企业独买独卖垄断格局，以确保电力调度交易的公开、公平、公正和电网的无歧视公平开放。

8.4　构建技术研发体系，营造创新环境

积极开发和推广节约、替代、循环利用和治理污染的先进适用技术，构建企业为主体、市场为导向、产学研相结合的技术创新体系，发挥市场机制作用，引导企业加快技术进步。推进先进适用技术研发应用。围绕转变电力发展方式和产业转型升级，集中力量加快先进适用技术研发应用，在重点领域达到或超过世界先进水平，全面提升以先进科技支撑电力系统科学发展的能力。完善技术推广应用体系，整合和集成重大科技成果，组织专项推广应用。鼓励和支持企业加强技术应用研发，发挥其创新主体作用。实施重大电力科技示范工程。抓住电力市场空间大、工程实践机会多的机遇，加大资金、技术、政策扶持力度，加快重大工程技术示范，推动科技成果向现实生产力转化。

分报告三

内蒙古自治区油气发展战略研究

报 告 说 明

能源是保持国民经济持续、稳定、健康发展的基础之一。油气作为重要的化石能源品种，将长期占据全球能源的主体地位。合理开发内蒙古境内的油气资源对我国持续稳定发展具有十分重要的意义。

第一章介绍了我国未来石油及天然气的供需情况。预计2030年之前我国石油需求将呈持续增长态势，未来我国石油对外依存度将始终维持在65%以上的较高水平。未来我国天然气需求也将呈快速爆发式增长，预计到2030年需求水平是目前的3倍多。内蒙古油气资源丰富。合理开发利用内蒙古境内的油气资源对保障我国中长期能源安全具有重要意义，油气产业也将对内蒙古经济社会发展起到重要拉动作用。

第二章具体介绍了内蒙古石油开发利用现状。内蒙古全区石油总资源量为20亿～30亿吨左右，但石油产品消费仍然主要依赖外地输入，石油产量远远不能自给。基于此，第三章提出了增加石油勘探投入、建设煤制油重点产业、加强石油储备建设的石油发展战略。

第四章介绍了内蒙古天然气开发利用现状。全区天然气可采储量位居全国前列且勘探开发潜力较大，鄂尔多斯已经成为全国最大的天然气产地，内蒙古煤层气资源也十分丰富。因此第五章提出了“气化内蒙古”的基本目标，建议建立供应京津冀、保障华北、走向全中国的天然气基地，进一步建设“六横”外送油气管道。

内蒙古油气资源丰富，具有较高的集中度（主要集中在鄂尔多斯和呼伦贝尔地区）以及较高的油气品质。作为我国油气的重要产地，内蒙古担负开发油气资源的重要使命，是我国能源安全和经济可持续发展的重要能源战略基地。合理开发利用内蒙古境内的油气资源对保障我国能源安全具有重要意义。

第一章　内蒙古自治区油气发展的重要意义

能源是保持国民经济持续、稳定、健康发展的基础之一，也是贯彻全面、协调、可持续发展观的关键领域。加快内蒙古能源开发是贯彻国家西部大开发战略的重要战略措施。充分开发利用内蒙古丰富的优质能源，对于保障国家能源安全，调整和优化内蒙古能源结构，促进经济的增长都具有深远的意义。

1.1　石油开发对保障我国能源安全具有重大意义

未来一个时期，化石能源仍将是世界的主要能源，油气则是重要的化石能源品种。根据国际机构（IEA）预测，无论未来全球应对气候变化的措施如何严厉，到 2035 年油气消费始终占一次能源消费总量的 50%（见表 1-1）。这充分说明，油气资源将长期占据全球能源的主体地位。

表 1-1　世界一次能源需求预测　　（单位：百万吨标油）

能源名称	2015 年	2020 年	2030 年	2035 年
煤炭	3944	4083	4099	4101
石油	4322	4384	4546	4645
天然气	2945	3214	3698	3928
核电	796	929	1128	1212
水电	334	377	450	475
生物质和废弃物	1375	1495	1761	1911
其他可再生能源	197	287	524	690
总计	13913	14769	16206	16961

数据来源：国际能源署《世界能源展望 2013》。

油气在我国能源消费结构中亦占有重要的地位。虽然我国拥有大量的煤炭资源，但在生态环境压力日益趋紧，非化石能源短期内难以有效支撑背景下，石油和天然气在国民经济中的作用变得越来越重要。

石油作为基础能源，一方面是交通领域的最主要能源，另一方面也是重要的化工原料。石油工业作为我国支柱产业之一，在国民经济体系中占据重要地位。进入 21 世纪以来，随着我国工业化和城市化的逐渐深入，交通运输和出行需求将持续快速增长，尤其是近年来私家汽车快速进入家庭，使全社会对交通燃料，主要是成品油需求持续增长。根据发改委能源所的研究，预计 2030 年之前我国石油需求将持续呈增长态势，2015 年我国石油消费需求将达到 7.4 亿 tce（tce 表示吨当量标准煤），约合石油 5.17 亿吨；2020 年达到 8.3 亿 tce，折合石油 5.79 亿吨；2030 年达到 9.3 亿 tce，折合石油 6.52 亿吨；达到峰值水平。2030 年后，随着我国产业结构的升级和能源利用结构优化与水平提高，石油能源需求趋于降低，2030—2040 年期间石油需求进入平台期，之后缓慢下降（见图 1-1 和表 1-2）。

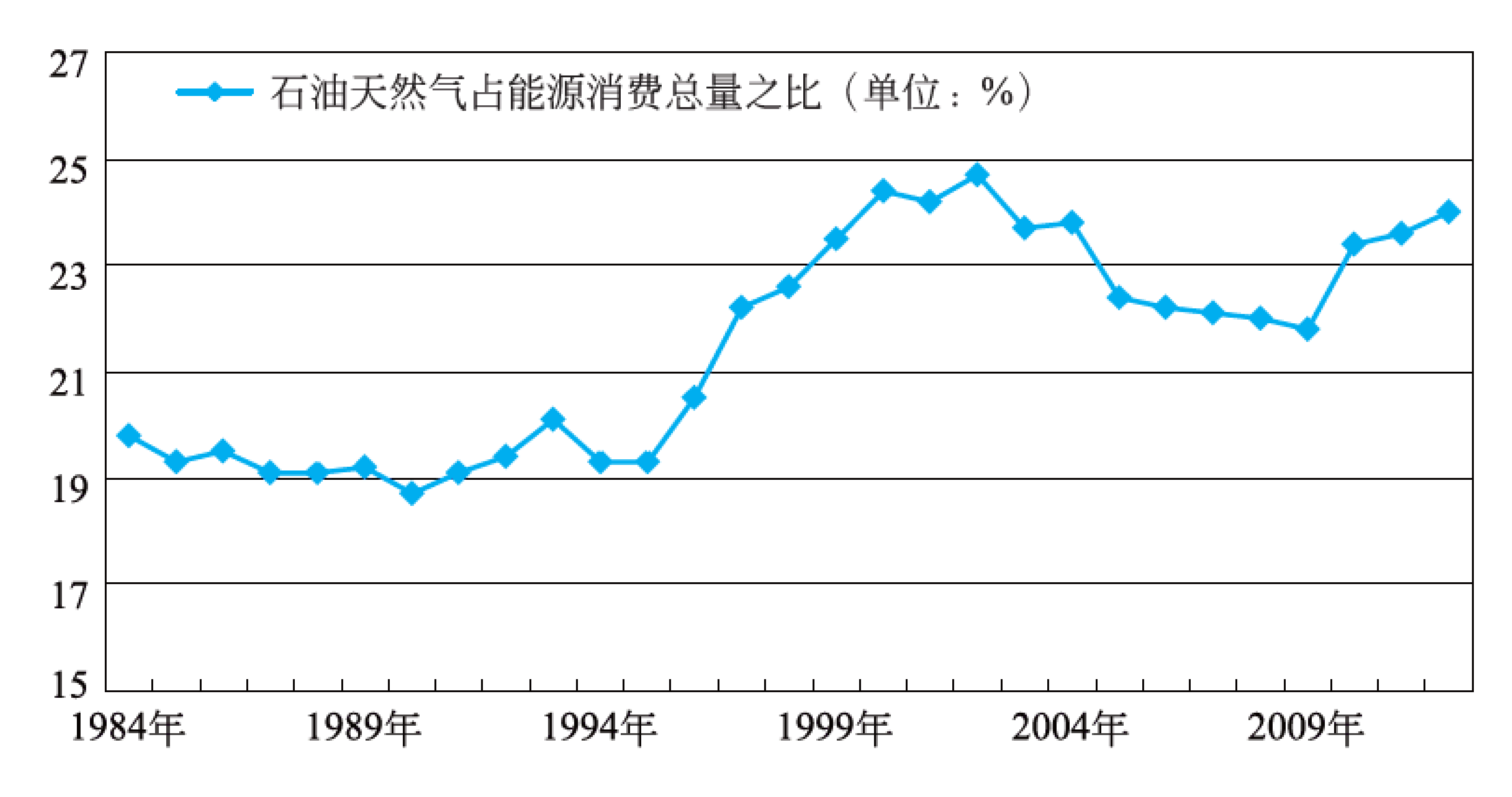


图 1-1　1978—2012 年我国油气消费的情况

资料来源：《中国统计年鉴(2012)》

表 1-2　1978—2012 年我国一次能源消费结构变迁　　(单位：%)

年份	煤炭	石油	天然气	水电、核电、风电	固态化石能源	不可再生能源
1978	70.7	22.7	3.2	3.4	93.4	96.6
1980	72.2	20.7	3.1	4	92.9	96
1985	75.8	17.1	2.2	4.9	92.9	95.1
1990	76.2	16.6	2.1	5.1	92.8	94.9
1995	74.6	17.5	1.8	6.1	92.1	93.9
2000	69.2	22.2	2.2	6.4	91.4	93.6
2005	70.8	19.8	2.6	6.8	90.6	93.2
2010	68	19	4.4	8.6	87	91.4
2012	66.6	18.8	5.2	9.4	85.4	90.6

资料来源：《中国统计年鉴(2012)》。

在石油供应方面，课题组通过模型预测以及综合国土资源部的预测认为，国内石油在2020 年左右产量可能达到峰值，高峰产量可达到 2.2 亿吨；如果非常规石油得到大规模开采，高峰产量可能达到 2.6 亿吨。但是，如果对现有油田进行过度开采，竭泽而渔，势必造成我国石油资源开发周期过短，造成中长期我国石油资源严重对外依赖。因此，从我国石油供应安全的角度以及治理环境污染、倒逼产业转型的角度考虑，应将我国中长期石油产量限制在 2 亿吨左右，如果非常规石油得到开发，峰值产量可达 2.5 亿吨，但为保障石油长期稳产，峰值应控制在 2.2 亿吨，直到稳产至 2050 年。因此未来我国石油对外依存度将始终维持在较高水平，约 65%以上。全国石油资源盆地分布见表 1-3。

表 1-3　全国石油资源盆地分布表　　单位：10^8 t

盆地名称	累计探明地质储量	地质资源量	待探明地质资源量	累计探明可采储量	可采资源量	待探明可采资源量
渤海湾	111.79	224.52	112.74	26.40	54.83	28.43
松辽	69.92	113.07	43.15	26.62	45.78	19.15

续表

盆地名称	累计探明地质储量	地质资源量	待探明地质资源量	累计探明可采储量	可采资源量	待探明可采资源量
塔里木	11.49	80.62	69.13	2.19	23.95	21.77
鄂尔多斯	19.54	73.53	54.00	3.49	17.16	13.67
准噶尔	18.71	53.19	34.48	4.37	13.09	8.72
珠江口	5.44	21.95	16.51	1.53	7.58	6.05
柴达木	3.28	12.91	9.63	0.70	3.35	2.65
合计	240.16	579.79	339.62	65.31	165.75	100.44
全国	257.98	765.01	507.03	69.63	212.03	142.40

资料来源：中石油网页。

为了更好地挖掘我国石油资源潜力，最大可能地降低石油供应风险，积极稳妥并十分珍惜地开发我国石油资源，将是未来石油开发战略的核心。从目前国内石油供应格局以及我国石油资源分布的特点来看，保障我国中长期石油供应，应加大东北地区、环渤海地区、鄂尔多斯地区、新疆地区和南海海域五大主要石油生产基地建设，并完善华北地区、江汉地区、四川盆地、东海海域、柴达木盆地等五个较小的石油生产基地建设。对中老油田如大庆油田、吉林油田、胜利油田、华北油田、中原油田、江汉油田坚持合理开采，延长开采周期，对新油田如长庆油田、延长油田、塔里木油田、环渤海和东海海域、苏北盆地、四川盆地、柴达木油田等应加强勘探开发，为我国石油供应提供新的增长点（见表 1-4）。

表 1-4　我国未来国内石油供应格局

五大石油生产基地	石油资源量及当前产量	主要油田及开发情况	未来产量预测
东北石油生产基地	地质资源量达 225 亿吨，探明 755509 万吨，经济可采储量 54341 万吨，2011 年生产原油 5745.4 万吨	大庆油田、吉林油田已经进入开发中后期，辽河油田新发现较大储量，还有较大开发潜力	2020 年前产量保持在 5000 万吨，2020 年后呈递减趋势，到 2050 年保持稳产 4000 万吨左右
环渤海石油生产基地	地质资源量达 277 亿吨，探明 1334701 万吨，经济可采储量共达 87664 万吨，2011 年共生产石油近 6000 万吨	胜利油田进入开发中期，大港油田、冀东油田及中海油渤海油田都是新油田，未来都具有较大开发潜力	到 2020 年有望增长到 7000 万吨，并保持稳产到 2040 年，到 2050 年保持 6000 万吨的稳产水平
鄂尔多斯盆地石油生产基地	地质资源量 129 亿吨，探明 374633 万吨，经济可采储量 29463 万吨，2011 年共生产石油 3229 万吨	长庆油田和延长油田，目前都处于开发早期，未来将具备很大发展潜力	到 2020 年产量达到峰值 3500 万吨，随后稳中略减，到 2050 年保持长期稳产 3000 万吨以上
新疆石油生产基地	地质资源量达 228 亿吨，探明 449086 万吨，经济可采储量达 36061 万吨，2011 年生产石油 2615 万吨	克拉玛依油田、塔里木油田都将具备较大发展潜力，吐哈油田石油产量增长较为有限	2015 年产量可超过 2700 万吨，2020 年达峰值 3000 万吨，2030 年后产量递减，到 2050 年稳产 2000 万吨

续表

五大石油生产基地	石油资源量及当前产量	主要油田及开发情况	未来产量预测
南海石油生产基地	地质资源量已探明98065万吨，经济可采储量达10203万吨，2011年生产石油1174.8万吨	主要是海上油田，如西江、惠州、流花、番禺、涠洲等油田，未来近海和远海将具有很大勘探开发潜力	2015年可生产1500万吨，2020年可增长到2000万吨，2030年3000万吨，到2050年增长到4000万吨左右
其他华北华中、柴达木、东海石油生产基地	2011年，华北等地区总共生产石油1636万吨	华北油田、中原油田和江汉油田都进入开发中后期，但柴达木、四川、苏北、东海等油田都将具有很大潜力	2015年达到1800万吨，2020年达2000万吨，2030年达到2500万吨产量，此后至2050年保持稳产2000万吨左右

1.2 天然气正在成为我国“能源新星”

天然气是近年来我国快速增长的“能源新星”。作为优质、高效、清洁的低碳能源。加快天然气产业发展，提高天然气在一次能源消费中的比重，对我国调整能源结构、提高人民生活水平、促进节能减排、应对气候变化具有重要的战略意义。

目前全球每年约消耗3万亿立方米天然气，在一次能源结构中的比例接近1/4。根据国际能源署预测，2030年全球天然气消耗将超过4万亿立方米，占一次能源的23%。长期来看，天然气将逐步替代煤炭，甚至对石油有一定的替代作用。一方面，天然气作为一种洁净环保的优质资源，具有转换效率高、环境代价低、投资少和建设周期短等优势，积极开发利用天然气资源已成为全世界能源产业的潮流。天然气作为一种燃料，其燃烧后排放的有害气体比较少，对环境的不利影响较小，按单位热值计算，天然气燃烧所排放的灰分、二氧化硫、二氧化氮、一氧化氮、二氧化碳远远低于原油和煤的排放量(见表1-5)。另一方面，天然气在城市燃料、工业燃料、发电燃料和化工方面都与成品油存在相互替代关系。天然气对成品油的替代主要是家庭生活用燃料、宾馆饭店用燃料和城市公交和出租车用燃料等方面。成品油广泛应用于运输、电力、化工、建材等领域，以燃烧加热为主。随着环保要求日趋严苛和天然气的价格优势，天然气正在这些领域加紧对成品油的替代，以缓解成品油供应持续紧张的压力，保障油品的平稳供应。加快发展天然气，提高天然气在我国一次能源消费结构中的比重，可显著减少二氧化碳等温室气体和细颗粒物(PM2.5)等污染物排放，实现节能减排、改善环境，这既是我国实现优化调整能源结构的现实选择，也是强化节能减排的迫切需要。

表1-5 天然气/原油/煤/氢气燃烧排污对比(按单位热值计)

燃烧产物	天然气	原油	煤	氢气
灰分	1	14	148	0
二氧化硫	1	400	700	0
二氧化氮	1	5	10	0(少量氮化氢)
一氧化氮	1	16	29	0

21世纪初，我国天然气消费比重较低，仅局限在部分城市的居民燃气领域；近年来随着人民生活水平的提高，城市燃气覆盖率显著提高，我国天然气消费总量快速增长。特别是最近大气雾霾等灾害日益突出，天然气由于其“近零污染排放”特性，在发电和其他工业领域也获得了日益广泛的应用。可以预见的是，未来天然气需求将呈快速爆发式增长。预计到2020年，我国天然气消费需求将上涨至4.8亿tce，在2012年水平上翻一番还多；到2030年，天然气消费需求将增长至7.9亿tce，是目前水平的3倍多。因此，这必将给我国天然气供应和进口带来较大压力（见图1-2）。

国内生产方面，我国天然气资源较为丰富，开发潜力很大。全国常规天然气地质资源量62万亿m^3，可采资源量37万亿m^3。非常规天然气中，煤层气地质资源量37万亿m^3，可采资源量11万亿m^3；页岩气地质资源量达134万亿m^3，可采资源量25万亿m^3（见表1-6）。此外，我国天然气水合物资源量约690亿吨油当量。

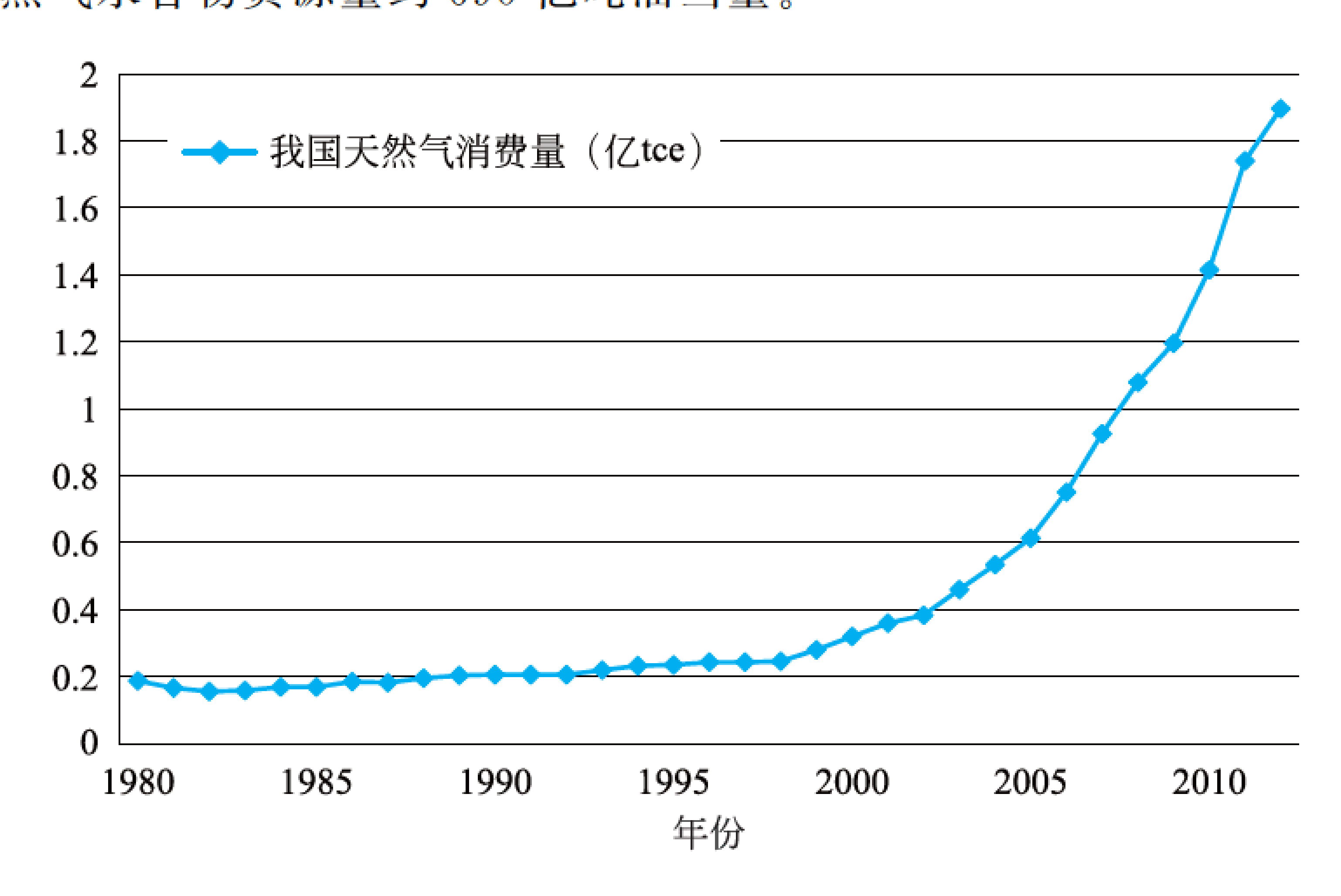


图1-2　我国天然气消费量快速增长情况

如图1-3和表1-7、表1-8所示，未来中长期内，为保证我国天然气能源供应自给，应加大常规天然气的勘探和开采，规划建设鄂尔多斯、新疆、川渝三大天然气开采基地，以及南海气区、东北及环渤海气区、青海气区等三个规模较小的天然气生产基地。

表1-6　全国天然气资源盆地分布表　　（单位：$10^{12}m^3$）

盆地名称	累计探明地质储量	地质资源量	待探明地质资源量	累计探明可采储量	可采资源量	待探明可采资源量
塔里木	0.73	8.86	8.14	0.50	5.86	5.36
四川	1.23	5.37	4.15	0.81	3.42	2.61
鄂尔多斯	1.61	4.67	3.06	0.97	2.90	1.94
东海	0.10	3.64	3.53	0.06	2.48	2.41
柴达木	0.29	1.60	1.31	0.16	0.86	0.71
松辽	0.19	1.40	1.22	0.09	0.76	0.66
莺歌海	0.16	1.31	1.15	0.11	0.81	0.71
琼东南	0.10	1.11	1.01	0.08	0.72	0.64

续表

盆地名称	累计探明地质储量	地质资源量	待探明地质资源量	累计探明可采储量	可采资源量	待探明可采资源量
渤海湾	0.31	1.09	0.77	0.17	0.62	0.44
合计	4.72	29.05	24.34	2.96	18.44	15.49
全国	4.92	35.03	30.11	3.09	22.03	18.94

资料来源：中石油网页。

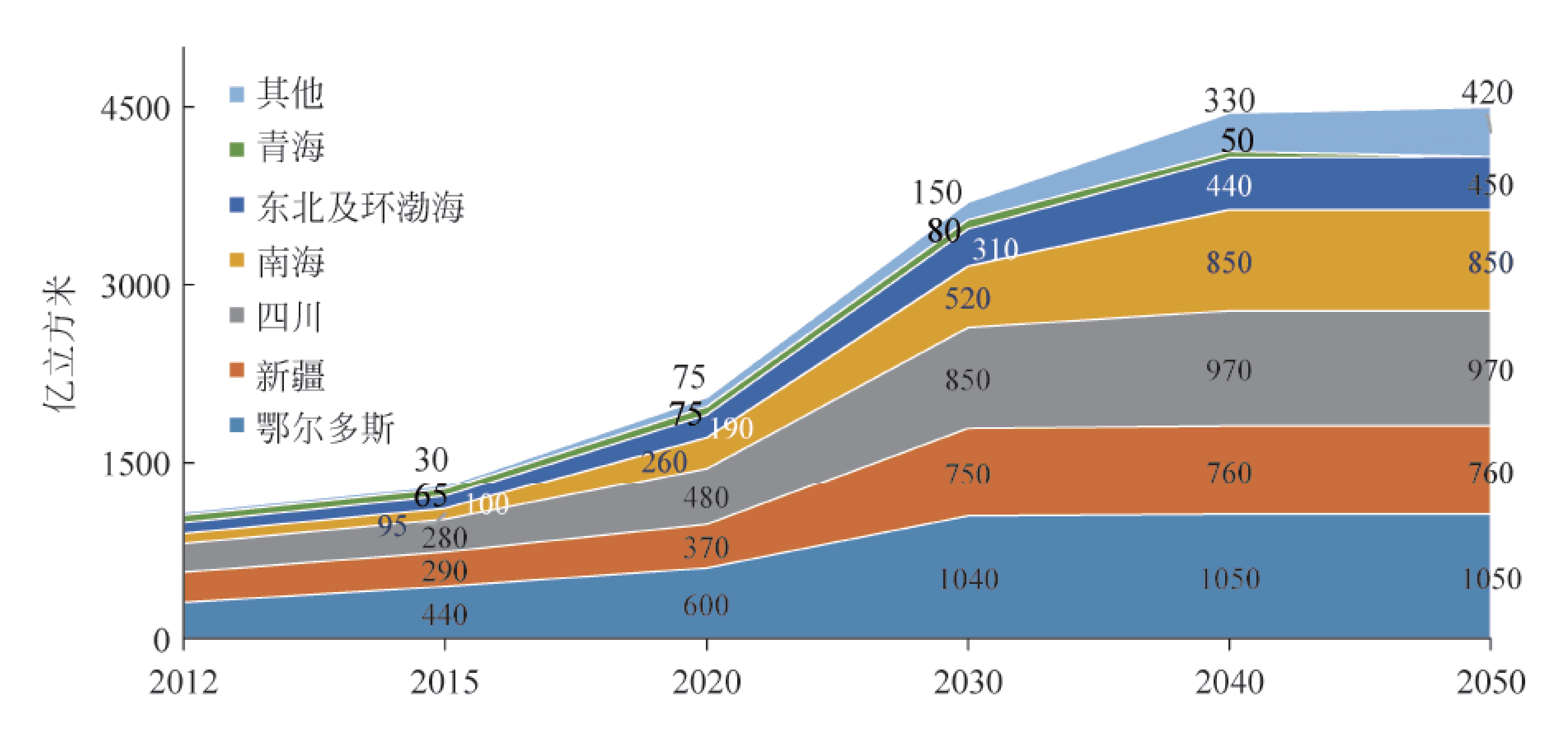


图 1-3　我国未来中长期天然气国内产量预测

表 1-7　我国未来天然气生产基地建设情况

天然气生产基地	天然气资源量及当前产量	天然气资源开发情况	未来天然气产量预测
鄂尔多斯气区	鄂尔多斯气区地质资源量 15.2 万亿 m^3，下属的苏里格气田探明储量 2.85 万亿 m^3，可开采量 5336 亿 m^3，2012 年生产 285 亿 m^3	加大苏里格、大牛地气田的开发，确保靖边、榆林气田的稳产，通过西气东输、陕京线、秦沈线和榆济线外运	确保 2015 年产量达到 440 亿 m^3，2020 年达到 600 亿 m^3，2030 年达到 1000 亿 m^3，并保持稳产至 2050 年
新疆气区	新疆气区地质资源量 17.5 万亿 m^3，可采资源量 10.2 万亿 m^3，下属的克拉 2 气田可开采量 2290 亿 m^3，2012 年生产 234 亿 m^3	加大南疆塔里木、塔河油气田、北疆克拉玛依油气田、吐哈油气田的开发，通过西气东输管道供应华北、华东地区	确保 2015 年产量达到 300 亿 m^3，2020 年达到 500 亿 m^3，2030 年 800 亿 m^3，并到 2050 年增产至 1000 亿 m^3
川渝气区	川渝地质资源量达 9.3 万亿 m^3，探明地质储量 1.72 万亿 m^3，2012 年天然气产量为 269.5 亿 m^3，仅普光气田的产量就超过了 100 亿 m^3	重点开发普光等 14 个大型气田，以达州普光、广安、广安大天池、重庆合川等超千亿 m^3 的大气田为核心，加快安全开采和对外输送	到 2015 年，保证川渝天然气产量增加到 280 亿 m^3，2020 年增加到 500 亿 m^3，2030 年增产至 850 亿 m^3，并到 2050 年保持稳产 1000 亿 m^3

续表

天然气生产基地	天然气资源量及当前产量	天然气资源开发情况	未来天然气产量预测
南海气区	南海地质资源勘探增长迅速，2010 年增加了 1.9 万亿 m^3，南海的天然气水合物资源量为 73 万亿 m^3，2012 年，南海气区生产天然气 83.5 亿 m^3	加大对珠江口、琼东南天然气水合物的开发，逐步开展远海天然气资源勘探、开发和利用，供应华南地区	预计 2015 年南海天然气产量可达 95 亿 m^3，2020 年达到 250 亿 m^3，2030 年达到 500 亿 m^3，2050 年达到 850 亿 m^3
东北及环渤海气区	东北地质资源量 4.5 万亿 m^3，可采资源量 2.5 万亿 m^3，2012 年东北及环渤海天然气产量达 94 亿 m^3	提高大庆、辽河、胜利等传统油田天然气资源的综合利用，加大对渤海海域天然气资源的勘探开发力度	确保在 2015 年前增至 100 亿 m^3，2020 年增长到 200 亿 m^3，2030 年增长到 300 亿 m^3，到 2050 年保持稳产
青海气区	柴达木盆地天然气可采储量超过 1300 亿 m^3，以三个储量大于 400 亿 m^3 的气田为主，2012 年青海生产 63.5 亿 m^3	改进开采技术，保持天然气开采与当地生态环境建设的协调发展，保障青海、西藏、甘肃等地的天然气供应	可能在 2015 年增长到 65 亿 m^3，2020 年增长到 75 亿 m^3，2030 年保持 80 亿 m^3，并保持稳产，直到 2050 年产量枯竭
其他如东海平湖、春晓油气田	其他地区天然气地质资源量占全国总量的 20% 左右，未来可能进一步增加	加大天然气资源勘探和开采力度，加强海上天然气开发	预计其他产量稳定增长，2015 年达 50 亿 m^3，2030 年达 200 亿 m^3，2050 年达 500 亿 m^3
全国	天然气地质资源量 62 万亿 m^3，可采资源量 37 万亿 m^3，资源潜力巨大	提高海上、深井天然气勘探开发技术，增加国内天然气开发，加强油气井综合利用	2015 年达到 1300 亿 m^3，2020 年达到 2050 亿 m^3；2030 年达到 3700 亿 m^3，2040 年达到 4450 亿 m^3，2050 年达到 4500 亿 m^3

表 1-8　我国未来中长期天然气国内供应格局　（亿 m^3）

年份	鄂尔多斯	新疆	四川	南海	东北及环渤海	青海	其他	国内产量
2012	311.3	252.6	242.1	83.5	94	63.5	25.2	1072.2
2015	440	290	280	95	100	65	30	1300
2020	600	370	480	260	190	75	75	2050
2030	1040	750	850	520	310	80	150	3700

资料来源：课题组整理。

非常规天然气方面未来发展前景非常广阔。我国煤层气开采技术较为成熟，大力加强我国煤层气资源的开采，需要克服煤炭和煤层气开发的体制机制问题，放宽煤层气开采的市场准入机制和输送通道。2012 年，我国煤层气产量已达 125 亿 m^3，争取到 2015 年实现煤

层气开采达到200亿m^3,2020年达到220亿m^3,2030年达到500亿m^3。页岩气开采方面,目前仍需加大对页岩气开采技术的资金和技术投入,解决开采技术和成本问题,预计到2020年左右实现页岩气的规模化生产。争取2015年页岩气产量达到65亿m^3,2020年达到80亿m^3,2030年达到500亿m^3。

综上所述,积极开发油气资源对我国持续稳定发展具有十分重要意义,内蒙古作为我国油气重要的产地担负开发油气资源的重要使命。油气作为重要的战略资源,是国家能源安全的重要组成部分,直接关系到一个国家的经济安全。内蒙古油气资源丰富,且具有较高的集中度(主要集中在鄂尔多斯和呼伦贝尔地区)以及较高的油气品质特点(见表1-9)。我国油气资源一般都属于低压、低渗透资源,开采难度大,效益差,采收率相对较低,但比较而言,鄂尔多斯地区的石油与天然气丰度、压力、渗透性等指标均高于全国平均水平,相对易于开采,生产成本低,效益高。因此内蒙古是我国能源安全和经济可持续发展的重要的能源战略基地。合理开发利用内蒙古境内的油气资源对保障我国能源安全具有重要意义。

表1-9　内蒙古的油、气资源

地质定义	石油资源量/10^8 t				天然气资源量/10^8 m^3			
	95%	50%	5%	期望值	95%	50%	5%	期望值
地质资源量	52.83	73.53	99.52	73.53	27198.13	46826.17	67238.26	46664.11
可采资源量	12.33	17.16	23.23	17.16	18268.39	29128.52	40922.73	29033.98
探明程度(%)	37	27	20	27	59	34	24	34

资料来源:中石油。

1.3　内蒙古将成为我国天然气的重要供应产地

我国天然气资源探明程度低,发展潜力大。根据新一轮油气资源评价和全国油气资源动态评价(2010年),我国常规天然气地质资源量为52万亿立方米,最终可采资源量约32万亿立方米。截至2010年底,累计探明地质储量9.13万亿立方米,剩余技术可采储量3.78万亿立方米,探明程度为17.5%。总体上分析,我国天然气资源丰富,发展潜力较大。2010年我国天然气产量为948亿立方米,储采比约为40,处于勘查开发快速发展阶段。鄂尔多斯盆地、四川盆地、塔里木盆地和南海海域是我国四大天然气产区,合计探明剩余技术可采储量和产量分别约占全国的78%、73%,是今后增储上产的重要地区。全国各省区天然气产量占比见图1-4。

我国天然气需求快速增加,天然气供需缺口逐年增大。目前,天然气占我国一次能源消费比重为4.6%,与国际平均水平(23.8%)差距较大。同时,随着我国城镇化深入发展,城镇人口规模不断扩大,对天然气的需求也将日益增加。2000年我国天然气消费量为245亿立方米,2010年达到1075亿立方米,年均增长15.9%,在一次能源消费结构中的比重从2.2%上升至4.4%。2000年天然气消费结构中,城市燃气、发电、化工和工业燃料分别占12%、14%、38%、36%,2012年分别占30%、20%、18%、32%,城市燃气和发电比例大幅度提高。2012年用气人口超过2亿人,占总人口的1/7,占城镇人口的30%以上。

内蒙古天然气资源丰富，是我国天然气的主要产区及重要供应产地。内蒙古天然气总资源量为 10.7 万亿立方米；2010 年内蒙古的天然气产量占全国的 18%。内蒙古担负着“西气东输”的重要使命。根据国家天然气“十二五”规划，2015 年鄂尔多斯天然气产量达到 390 亿立方米，占全国天然气产量的 23%，仅次于四川盆地的 24%，成为天然气生产的第二大产地。国内天然气供给格局逐渐形成“常规天然气开采＋多路进口气源＋非常规天然气开采”的三位一体结构。非常规天然气以其巨大的资源储量，可以作为解决能源安全的最终归宿。内蒙古非常规天然气储量丰富，全区 2000m 以内浅层气资源总量约为 10 万亿立方米，超过全国资源总量的 1/4，鄂尔多斯、二连、海拉尔三个盆地(群)含煤层气资源量均大于 5000 亿立方米。内蒙古各主要含煤盆地均分布有优质页岩气源，具有较好的页岩气勘探潜力。内蒙古将成为未来常规天然气和非常规天然气开发的主战场(见表 1-10)。

此外内蒙古邻近世界最大的天然气生产国——俄罗斯。俄罗斯是世界天然气资源最为丰富的国家，产量居世界首位，消费量居世界第 2 位。2005 年其天然气储量、产量和消费量分别占世界总量的 27.5%、21.6%和 14.7%。非常规天然气以其巨大的资源储量，可以作为解决能源安全的“远水”。但是短期来看，仍需要通过进口等方式填补缺口，化解气源短缺的“近渴”问题。根据 BP 2013 年世界能源统计概况，2012 年我国天然气进口来源国主要为土库曼斯坦、卡塔尔、澳大利亚、印度尼西亚和马来西亚。我国从这五个国家进口的天然气为我国天然气进口量的 93.5%。正在运营的天然气进口渠道包括：霍尔果斯口岸接收的中亚管道天然气和江苏福建等沿海码头接收的亚太 LNG。按照标准天然气热值折算，上述项目输送能力可达 512 亿立方米/年。未来将达产的进口渠道包括：①云南瑞丽口岸将于 2014 年开始接收的缅甸管道气；②东北地区 2018 年开始接收的俄罗斯东线管道气；③将陆续投产的沿海 LNG 码头。按照国内能源专家的观点，进口气定位为短期的过渡性和长期的补充性气源。目前国内常规天然气产量不足，同时非常规天然气处于尚未放量的“青黄不接”时期，进口气源成为解决天然气产能近忧，满足天然气下游需求快速增长的手段。

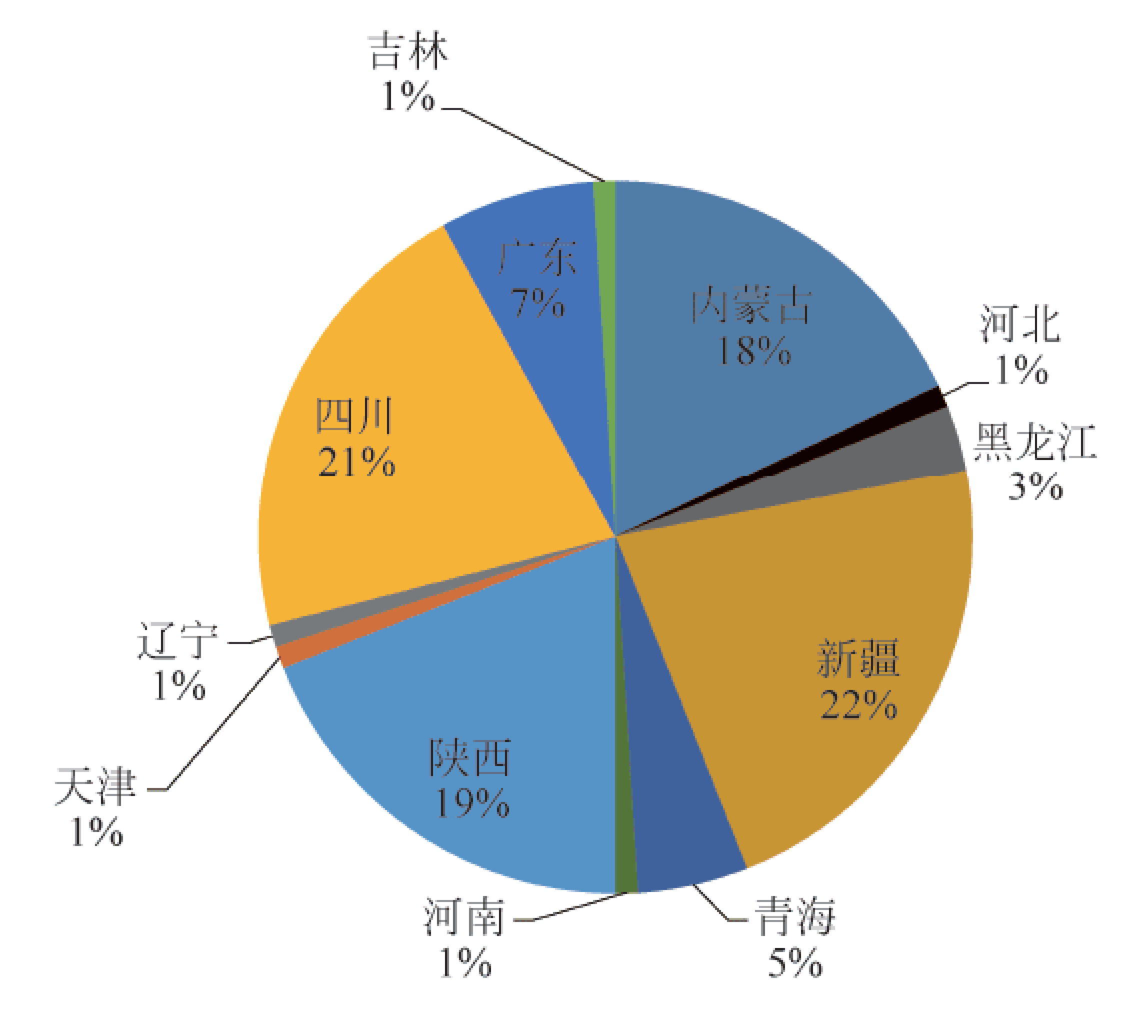


图 1-4　2012 年全国各省区天然气产量占比
(数据来源：中国工业经济统计年鉴 2012)

表 1-10　我国"十二五"常规天然气开发重点项目表

气区	新建产能(亿立方米/年)	2015 年产量(亿立方米/年)
鄂尔多斯盆地	261	390
四川盆地	195	410
塔里木盆地	147	320
南海海域	100	150

1.4　发展石油产业可满足内蒙古日益增长的石油需求

内蒙古快速发展的经济和相对发达的发展水平,对石油等优质能源消费提出了不断增长的强劲需求。预计到 2030 年内蒙古的石油需求将达到 2390.6 万吨。全国各省份石油资源占比见图 1-5。

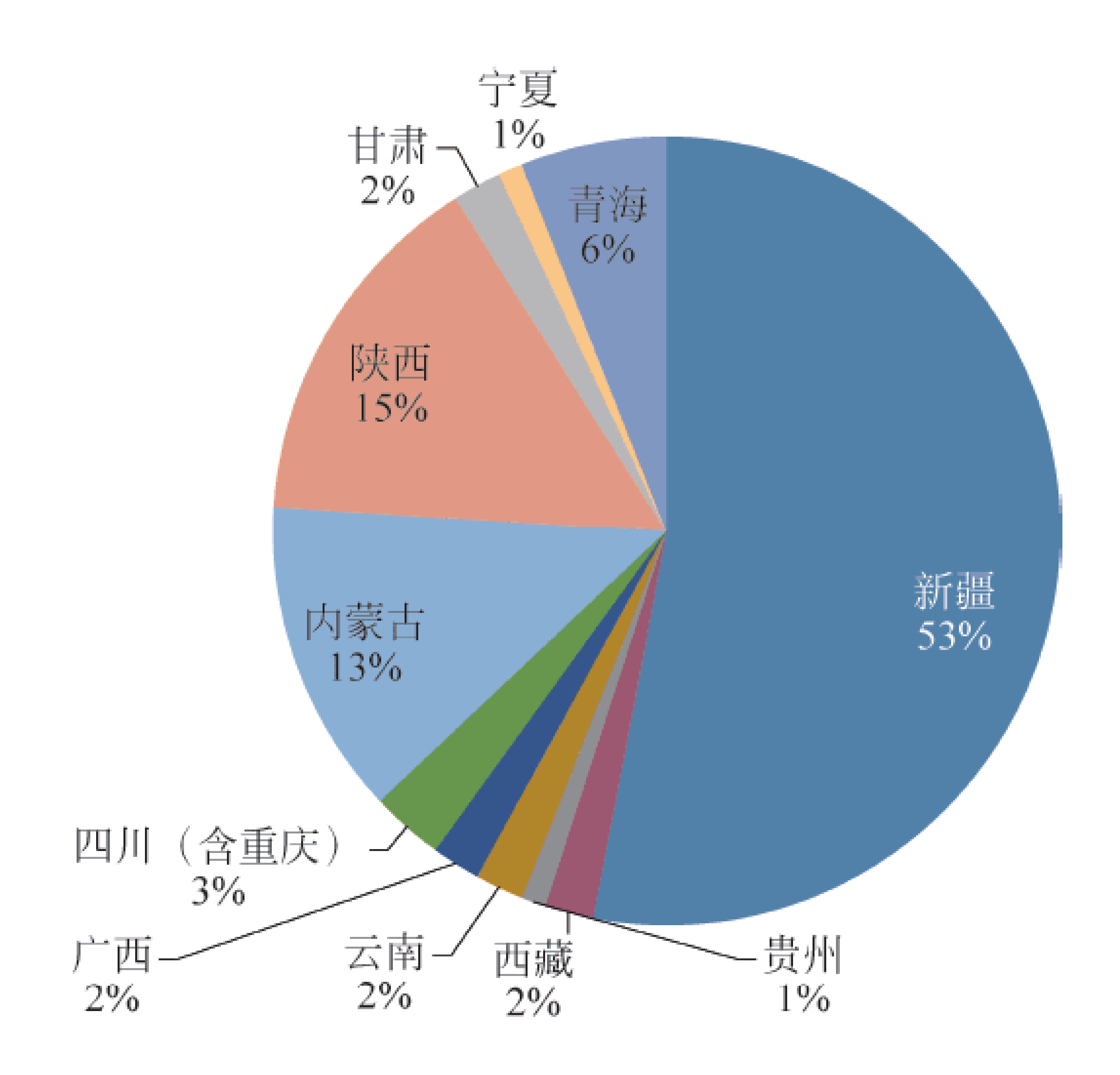


图 1-5　2012 年全国各省份石油资源占比

内蒙古未来石油需求主要来自以下两方面:一方面,随着内蒙古经济的发展,交通用油将进一步提高。其中包括汽车需求、公路货运、铁路货运的需求。今后内蒙古的石油消费增加将主要来自交通运输,包括家用车辆的增加,公路使用的汽油和柴油以及航空用的煤油。据统计在我国的交通用能中石油制品已经占到 90%。由此可预见内蒙古的交通用能将进一步倚重石油制品。预计到 2030 年,内蒙古用于交通的石油制品将增加到 1958.3 万吨。内蒙古作为快速发展的省份,未来交通方面的石油消费必将急剧增长。

另一方面,随着产业转移,很多工业转到内蒙古境内,加大了内蒙古对石油作为原材料的需求。随着近年来我国经济社会的持续快速健康发展,新一轮产业梯度转移速度加快,特别是东部"珠三角"、"长三角"和"环渤海"等发达地区受世界金融危机影响,以及资源、土地、环境和市场等生产要素的压力,部分传统产业向内蒙古地区转移。石油作为重要的能源和化工原料,"现代工业的血液",内蒙古经济的发展对石油的依赖将是长期的,并且部分需求几近刚性。

内蒙古石油储量占全国的13%，为了满足内蒙古自身的日益增长的石油需求，应加大石油产业的发展，满足内蒙古自身的石油需求。

1.5　油气产业将对内蒙古经济社会发展起到重要拉动作用

内蒙古的定位为"资源能源型省份"，其独特的能源优势已经成为内蒙古经济腾飞的引擎之一，成为促进全国经济发展的能源动力中心。2004年在国内煤电油供应紧张，能源短缺和矛盾交错的情况下，内蒙古自治区经济仍保持良好的发展势头，实现国民生产总值(GDP)2712.1亿元，比上年增长19.4%，工业总产值1132.5亿元，占内蒙古GDP的41.76%，这得益于内蒙古强大的能源后盾。

此外，油气产业有助于内蒙古承接产业转移。内蒙古油气产业的发展有助于承接以油气作为工业原材料的产业转移，如钢铁化工，有色金属和电解铝等。

再次，随着内蒙古城镇化的加速，油气产业的发展有助于满足内蒙古不断增加的固定资产投资的需求。同时油气产业的发展将满足内蒙古居民对油气需求的增加，并将为内蒙古提供更多的就业岗位(见图1-6)。

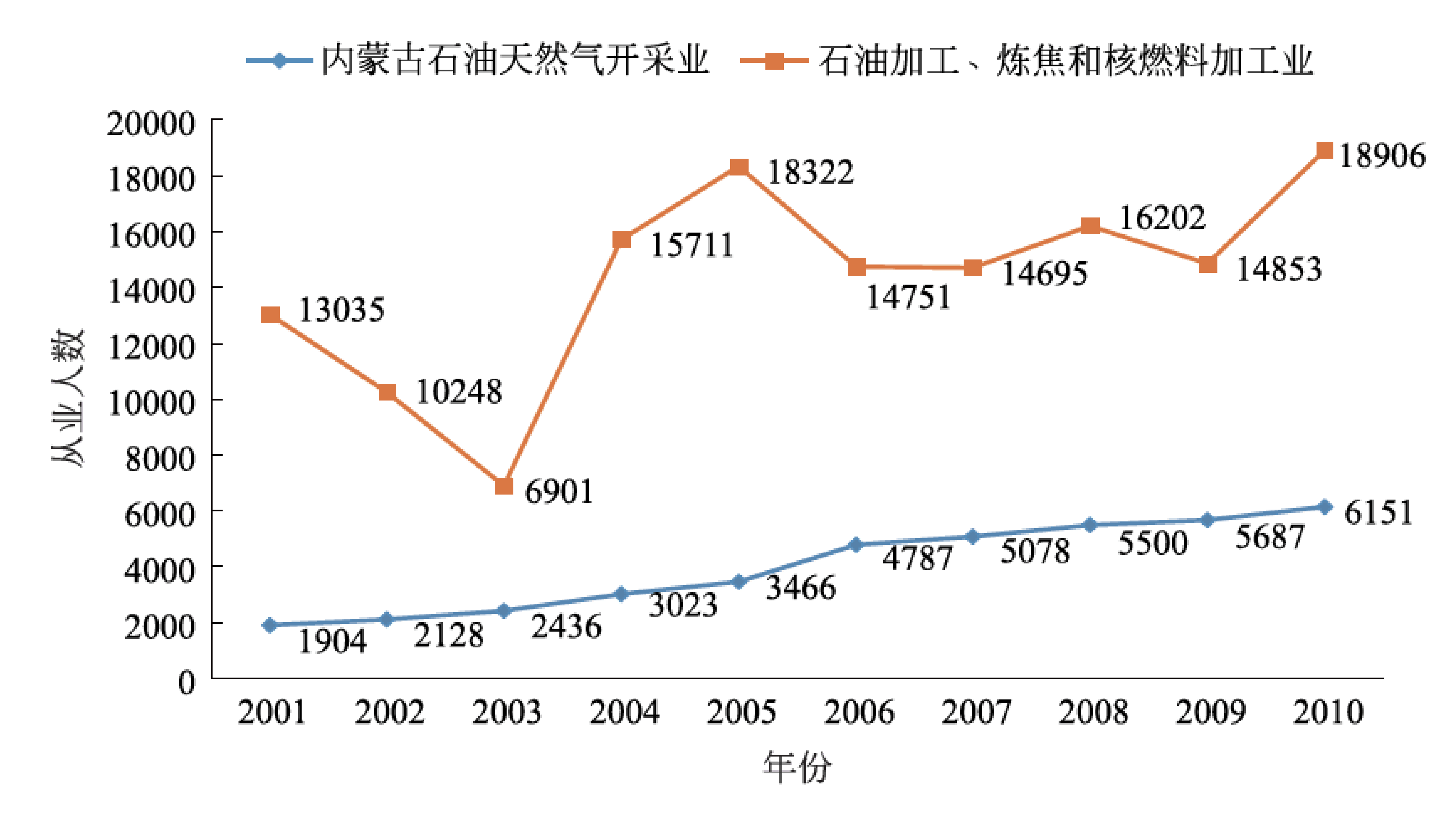


图1-6　2001—2010年内蒙古油气行业从业人员数字与发展趋势

第二章　内蒙古自治区石油勘探开发利用现状

2.1　石油资源及勘探开发情况

2.1.1　石油资源情况

内蒙古地区石油资源储量相对较为丰富，但资源分布较分散，开采难度较大。全区石油总资源量为 20 亿～30 亿吨，远景储量达 40 亿吨以上，目前已探明地质储量 6.14 亿吨，技术可采储量 1.14 亿吨。石油资源主要分布在 4 个地区，分别是：鄂尔多斯盆地（内蒙古境内）的长庆油田、呼伦贝尔盟海拉尔盆地的海拉尔油田，锡林郭勒盟二连盆地的二连油田，通辽市开鲁和奈曼盆地的科尔沁油田，其地质资源量分别占全区的 23％、18％、14％、7％，可采资源量分别占全区的 19％、16％、16％、6％。

从石油资源的分布来看，除鄂尔多斯盆地石油资源分布比较集中、石油品位较高外，大多数油田分布相对较为分散，石油品位相对不高，开采难度较大，开采成本较高（见图 2-1）。



Ⅰ海拉尔盆地（$Ⅰ_1$扎赉诺尔凹陷、$Ⅰ_2$贝尔湖凹陷、$Ⅰ_3$呼和湖凹陷）　Ⅱ二连盆地（$Ⅱ_1$乌尼特凹陷、$Ⅱ_2$乌尼特凹陷、$Ⅱ_3$乌兰察布凹陷、$Ⅱ_4$川井凹陷、$Ⅱ_5$腾格尔凹陷）　Ⅲ开鲁盆地　Ⅳ阴山山间盆地群　Ⅴ鄂尔多斯盆地　Ⅵ银-额盆地

图 2-1　内蒙古自治区含煤含油气盆地分布

（资料来源：冯岩等，内蒙古东部地区富有机质泥页岩发育特征与页岩气资源潜力初探.《西部资源》，2013 年第 5 期）

2.1.2　石油勘探情况

内蒙古地区石油勘探开始较早，主要由中石油公司进行，已探明资源储量较为丰富，但由于草原、沙漠面积大，目前勘测不够充分，未来勘测潜力较大。自1976年起，国家有关石油地质勘探部门先后在额济纳旗、银根、巴丹吉林、雅布赖、巴彦浩特、河套平原、鄂尔多斯、二连、开鲁、海拉尔盆地开展了大规模的石油勘探工作。目前，大庆、华北、辽河、长庆等4家油田在内蒙古从事油气勘探开发业务。截至2013年底，已投入开发20个油田，动用地质储量39852万吨，可采储量7586万吨。其中华北油田已投入开发阿尔善、阿尔和包尔等14个油田，共动用石油地质储量20882万吨，可采储量4205万吨；大庆油田已投入开发贝尔和乌尔逊2个油田，共动用石油地质储量13434万吨，可采储量2540万吨；辽河油田已投入科尔沁、科尔康、交力格和奈曼等4个油田，共动用石油地质储量5526.8万吨，可采储量840.5万吨。2013年原油产量156万吨(含苏里格气田凝析油产量18万吨)。2014年计划原油产量158万吨(含苏里格气田凝析油产量20万吨)。

鄂尔多斯盆地的石油资源非常丰富，资源潜力很大。鄂尔多斯盆地内石油总资源量约为86亿吨，石油储量居全国第四位，占全国的6%，主要分布于盆地南部10万平方公里的范围内。其中陕西占总储量78.7%，甘肃占总储量19.2%，宁夏占总储量2.1%。

呼伦贝尔市、锡林郭勒、通辽等地也相继发现油田。呼伦贝尔油田集中在海拉尔盆地，石油储量较为丰富，但石油品位较低、开采难度大。海拉尔盆地1958年开始石油勘探，“十一五”期间通过新理论、新技术的应用勘探获得重大突破，总资源量达6.5亿吨，探明储量7162万吨。海拉尔盆地目前资源发现率19.8%，整体勘探程度较低，具备较大勘探潜力。海拉尔盆地外蒙古部分的石油资源储量也较为丰富。中石油经授权对海拉尔盆地外蒙古部分进行勘探开发，截至2010年底探明贝尔和乌尔逊两个油田，累计探明石油地质储量21172.47万吨，其中贝尔油田累计探明石油地质储量14286.94万吨。

二连盆地石油储量在区内较为丰富，未来勘探开发潜力较大，目前已控制储量2.7亿吨，预测远景储量达11亿吨。二连盆地石油储量集中于锡林郭勒盟中部地区，东起东乌旗、西至苏尼特右旗，面积12.8万平方公里。1977年开始开展石油勘探工作；1992年以后，加强了对二连盆地的综合地质研究，勘探工作连续成功，找到了一批500万～1000万吨级的油田，到2010年底，二连盆地共找到了15个油田，累计探明地质储量24928.67万吨，其中阿尔善、哈达图油田累计探明地质储量分别为5976.96万吨、3485万吨，分别占全盆地的24%、14%。累计探明技术可采储量达到4712万吨。

近年来，内蒙古石油勘探工作取得重要进展，一系列重要油田先后得到勘探。2005年赤峰市经勘探发现了储量为1.2亿吨的新油气田；2009年四子王旗卫井地区发现新油田，初步探明石油储量1亿吨左右，可采储量3500万～4000万吨。2009年8月，中原石油勘探公司在乌拉特后旗初步探明石油储量1.4亿吨，而且品质较高，具有很好的开采价值。其他地区如银根-额济纳盆地预测资源量达0.18亿吨，潜在资源量2.32亿吨，远景资源量达12.42亿，具备中小型油气田的地质条件，勘探前景十分广阔。

2.1.3　非常规石油资源及勘探开发情况

内蒙古的非常规油气资源以油页岩为主，截至2012年底，内蒙古已查明油页岩矿区6个，查明油页岩资源储量7.02亿吨，占全国0.57%，居全国第7位，但开采难度较大，经济

可采储量较少,目前尚未开发。探明油页岩资源主要分布于鄂尔多斯中部的东胜区、准格尔旗、伊金霍洛旗境内,探明储量达3.7亿吨,其中工业储量66万吨,储藏厚度一般为3～5米,含油率1.5%～10.4%。

从长期来看,内蒙古自治区具有一定的油页岩资源优势和找矿潜力。目前已查明的油页岩主要分布在通辽市、赤峰市、兴安盟、鄂尔多斯市和巴彦淖尔市等盟市。未来在乌拉特后旗北部盆地、二连盆地、鄂尔多斯盆地北部、阴山地区、集宁盆地油页岩找矿潜力巨大,多数与煤炭共伴生。具体资源量仍然有待勘探开发,目前的勘探开发力度依然不够。

2.2 油田开发情况

内蒙古的油气勘查开发发展较为迅速,但依然无法满足迅速增长的石油消费需求。由于鄂尔多斯地区的石油产能全部都被划入陕西,因此二连油田长期作为内蒙古自治区的主力油田,20世纪90年代二连油田建成后,内蒙古自治区原油产量曾超过百万吨,但90年代后,随着二连油田的产量逐渐下降,内蒙古石油产量呈现先下降后上升的趋势。

2002年,内蒙古原油产量跌至89.3万吨,随着内蒙古石油资源勘探开发力度的加大,2007年原油产量回升至147.03万吨,2009年产量增加到151.01万吨,2012年增长至197.8万吨。近年来,内蒙古石油产量保持稳定在200万吨左右,其中年产百万吨的阿拉善油田依然是区内的主力油田。

但是,内蒙古自治区的石油产量远远不能自给,石油产品消费仍然主要依赖外地输入,2013年全区石油缺口量超过600万吨。同时,自2013年以来还出现了石油产量下降、汽油消费增加,但柴油消费减少的现象。2013年,全区原油产量192.7万吨,比上年减产5.1万吨,下降2.6%。据不完全统计,受经济增长速度放缓影响,2013年成品油销售量802.9万吨,比2012年减少47.6万吨,下降5.6%。其中,汽油消费量242.52万吨,同比增长5.8%;柴油消费量560.4万吨,同比下降9.8%,这表明石油生产性消费出现了较大幅度的下降(见图2-2)。

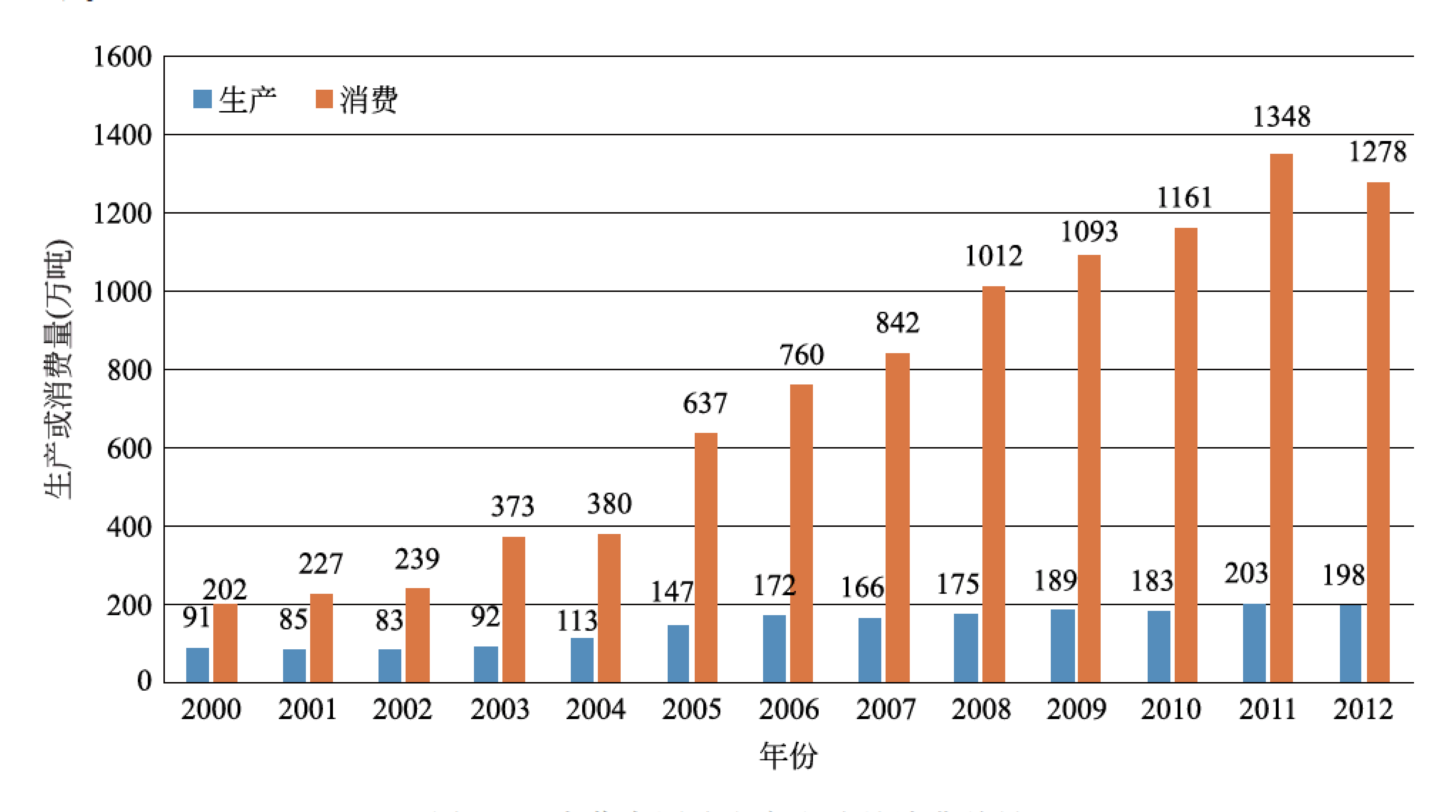


图2-2 内蒙古原油生产和油品消费总量

2.2.1　石油矿井开发现状

鄂尔多斯地区石油资源主要由中石油长庆油田公司开发。在鄂尔多斯盆地中西部的杭锦旗北部乌兰-格尔一带，地质勘探部门已经发现 20 多处油气田，鄂托克旗境内现已探明油气储量 11 亿 m^3，在乌审旗南部也发现了油气田。这两种资源目前还正在进一步勘探之中。

海拉尔盆地的石油资源主要由中石油大庆油田开发。中石油大庆油田公司在海拉尔盆地找到 16 个凹陷区，截至 2007 年已探明石油储量 8968.15 万吨。自 2008 年起，大庆油田公司开始在海拉尔油田举行大规模勘探开发工作，动用储量 1.9 亿吨，建成产能 200 万吨，但大多数储量品位较低，开采难度较大。海拉尔盆地外蒙古部分的开发也逐步展开。2005 年 8 月，中石油大庆油田公司正式拥有蒙古国境内塔木察格探区塔南凹陷的勘探开发权。海拉尔探区的贝尔和乌尔逊两个油田，2010 年生产原油 45.77 万吨，累计产油 318.47 万吨。

二连盆地的石油资源主要由中石油华北油田公司开发。1981 年获得日产 30.5m^3 的工业油流，实现了找油的突破；1985 年拿下了主体油藏，1988 年开始开展“石油大会战”，并随后在 1990 年建成了 100 万吨的原油生产规模。目前有阿拉善油田、二连浩特额仁淖尔油田、锡林浩特洪尔舒特油田在内的 9 个油田，12 个油藏，各类油水井 1000 多口，1995 年生产原油 125 万吨，1996 年达 123 万吨，产量稳定在 110 万吨左右。近年来产量有所下降，2010 年产量下降至 80 万吨，但仍然是内蒙古主产油田之一。并通过 361 公里长的阿尔善油田-赛汗塔拉输油管道，把原油输往呼和浩特炼油厂，成为支撑内蒙古石油工业的大动脉。

2.2.2　石油炼化加工情况

石油炼化方面，由于缺乏原油资源，内蒙古地区的石油炼化产业目前尚未得到大规模发展，只有中石油呼和浩特分公司 500 万吨炼油项目（见表 2-1）。

该项目目前拥有 500 万吨/年常压蒸馏、280 万吨/年催化裂化、170 万吨/年煤柴油加氢降凝、90 万吨/年催柴加氢改质、120 万吨/年催化汽油加氢改质、60 万吨/年连续重整、50 万吨/年气体分馏、10 万吨/年苯抽提、0.5 万吨/年硫黄回收、8 万吨/年 MTBE、3 万标方/小时氢提纯等 10 套炼油装置及配套系统，1 套 15 万吨/年聚丙烯化工装置。

表 2-1　石油加工、炼焦及核燃料加工业主要指标

	企业单位数	亏损企业	工业总产值（亿元）	工业销售总值（亿元）	资产总计（亿元）	固定资产合计（亿元）	主营业务收入（亿元）	利润总额（亿元）	全部从业人员人数	流动资产合计（亿元）
全国	1974	389	36889.17	36525.65	18870.47	8019.97	37275.12	423.1	96.12	8877.04
内蒙古	39	11	536.05	503.75	640.39	342.03	504.13	34.42	2.62	180.58

资料来源：中国工业经济统计年鉴。

呼和浩特炼油厂原定位于“流程短、燃料型”炼油厂，设计产能为 500 万吨，每年加工 410 万吨长庆原油，70 万吨二连原油，20 万吨蒙古原油。配套建设有长庆-呼和浩特原油管道和呼和浩特-包头-鄂尔多斯成品油管道。每年可生产 170 万吨汽油、210 万吨柴油、20 万吨航油和 15 万吨聚丙烯等石油化工产品。生产的油品可全部达到汽柴油国Ⅳ标准，产品主

要满足内蒙古、山西北部、河北北部及北京等部分周边地区市场需求，部分出口蒙古国。为保证油源，同期建设了长庆-呼和浩特 800 万吨/年原油输送管道。

2013 年，呼和浩特炼油厂加工原油 388 万吨，生产成品油 303 万吨，其中长庆原油 261 万吨，二连原油 71 万吨，蒙古原油 56 万吨，其中代加工蒙古原油 7 万吨。全年销售车用汽油 147 万吨，煤油 2 万吨，车用柴油 154 万吨，液化石油气 26 万吨，燃料油 9 万吨，聚丙烯 7 万吨，出口汽油 4 万吨，柴油 2 万吨，供应北京京Ⅴ型汽油 3300 吨。[①]

2.2.3 煤制油和甲醇制汽油情况

煤制油方面，近年来随着石油需求的上涨、煤炭清洁利用要求的提高和煤炭外运成本的增加，煤制油产业发展迅速，产能规模迅速扩大。目前，内蒙古区内已经建成神华第一期 108 万吨煤直接液化项目、18 万吨煤间接液化项目和伊泰 16 万吨煤间接液化示范性项目。共形成煤制油产能 142 万吨，2013 年生产油品 104.8 万吨，其中神华生产 86.6 万吨，伊泰生产 18.2 万吨。

目前呼和浩特市正在探索建设甲醇制汽油，将化工产业产能转化为油品产能。2013 年 12 月，内蒙古庆华集团年产 10 万吨甲醇制芳烃项目通过验收，该项目是焦炉气制甲醇项目的延伸，以甲醇为原料合成轻芳烃进而调和成品油，延伸了煤化工产业链，提高了产品附加值和抗风险能力。

煤制油作为内蒙古“8337”规划的重点产业之一，未来将成为内蒙古自治区能源产业发展的重要方向，产能有望在未来迅速增长。其中神华二、三期工程目前已经得到批复，未来将增加 200 多万吨产能，建成一期 340 万吨产能，未来将建成 500 万吨煤制油基地。伊泰也将建成 200 万吨煤间接制油基地，在蒙西地区累计建成 540 万吨煤制油基地。

2.2.4 石油储备情况

管道建设方面，内蒙古原油和成品油管道建设略微超前于当前炼化能力和消费能力，但不能满足将来石油资源外运的需要。截至 2012 年底，全区已建成原油管道 2 条，年输油能力 600 万吨，总长度 946 公里，覆盖范围包括呼和浩特、包头、鄂尔多斯、锡林郭勒盟等 4 个盟市。在建成品油管道 2 条，即呼和浩特-包头-鄂尔多斯和银川-乌海-临河成品油管道，年输油能力 541 万吨，全长 700 公里，预计最晚 2014 年底即可建成投产。

从石油储备来看，目前内蒙古还没有国家石油战略储备基地，主要储备由中石油、中石化等石油企业的销售分公司负责。占据内蒙古石油市场主要地位的中石油内蒙古分公司石油库存常年超过 50 万吨，拥有库存储量超过 100 万吨。该公司拥有油库 117 座，其中在用油库 50 座，已封停 67 座；有加油站 1050 座，占全区 2843 座的 1/3，铁路油槽车 165 台，汽车油罐车 280 台，铁路专用线 56 公里，已形成较为完善的库存和营销网络体系。

① 呼和浩特炼油厂 2013 年主营业务收入 237 亿元，全年亏损 2040 万元，公司资产总额 93.11 亿元，负债总额 59.72 亿元，资产负债率 56.19%，比 2012 年降低 1.93%。存货比年初减少 1 亿元，降低 6%。受产品销路制约影响，产品库存比年初增加 2.19 万吨。短期付息资金比年初减少 11.75 亿元，降低 41%。主要是 500 万吨炼油装置开工后，生产规模扩大，2013 年累计账面亏损同比减少 82927 万元，经营现金流增加，短期付息资金逐步减少。

第三章　内蒙古自治区石油发展战略

3.1　未来石油资源开发展望

当前，内蒙古石油资源勘探已经取得重要进展，未来中长期内应加大投资，促进区内石油资源的开发利用，实现传统石油资源的“吃干榨净”和对非常规石油资源的有效开发。在石油资源勘探方面，应加大对鄂尔多斯地区、二连盆地、海拉尔盆地等地区的传统石油资源勘探，增加对鄂尔多斯盆地北部、二连盆地、乌拉特后旗北部盆地、阴山地区、集宁盆地的页岩油等非常规石油资源的勘探，为中长期石油开发储备资源。在石油开发方面，应稳定长庆油田、二连油田产能，加大海拉尔盆地、巴彦浩特盆地、乌拉特中旗川井盆地等常规油田开发，实现区内常规石油的稳产增产和非常规石油的有效开发。根据项目组清洁能源发展路径测算，到 2020 年、2030 年和 2050 年内蒙古石油产量分别为 350 万吨、476 万吨和 550 万吨。

鄂尔多斯地区应在加大油气资源勘探的基础上，实现平稳有序开发，确保油气年产量保持 5000 万吨以上，石油产量 2500 万吨以上，在未来中长期内保持作为我国主力油田的地位。在鄂尔多斯盆地内蒙古境内，应主要以鄂托克旗、乌审旗南部地区等已探明油气储量地区为开发重点，加大对其他地区的资源勘测（见表 3-1）。

表 3-1　鄂尔多斯盆地石油地质储量、产量增长趋势预测

<table>
<tr><td colspan="2">地质资源量/10^8t</td><td>73.53</td><td>可采资源量/10^8t</td><td>17.16</td></tr>
<tr><td colspan="2">至 2005 年累计探明地质储量/10^8t</td><td>19.54</td><td>累计产量/10^8t</td><td>1.24</td></tr>
<tr><td colspan="2">至 2005 年累计探明程度/%</td><td>27</td><td>累计产出程度/%</td><td>5～10</td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测时段(年)</td><td colspan="2">探明地质储量/10^8t</td><td colspan="2">产量/10^8t</td></tr>
<tr><td>年均</td><td>累计</td><td>年均</td><td>累计</td></tr>
<tr><td>2006—2010</td><td>1.56</td><td>7.79</td><td>2333</td><td>11665</td></tr>
<tr><td>2011—2015</td><td>1.50</td><td>7.51</td><td>2677</td><td>13385</td></tr>
<tr><td>2016—2020</td><td>1.37</td><td>6.83</td><td>2780</td><td>13901</td></tr>
<tr><td>2021—2025</td><td>1.32</td><td>6.59</td><td>2815</td><td>14076</td></tr>
<tr><td>2026—2030</td><td>1.27</td><td>6.36</td><td>2856</td><td>14281</td></tr>
<tr><td>2006—2030</td><td>1.40</td><td>35.08</td><td>2692</td><td>67307</td></tr>
<tr><td colspan="2">至 2030 年累计探明地质储量/10^8t</td><td>54.62</td><td>累计产量/10^8t</td><td>7.97</td></tr>
<tr><td colspan="2">至 2030 年累计探明程度/%</td><td>74</td><td>累计产出程度/%</td><td>46</td></tr>
</table>

资料来源：中石油。

海拉尔盆地的石油资源应在加大勘探力度的基础上实现充分开发，在未来中长期内争取达到300万吨产能。目前，大庆油田公司已经在海拉尔盆地开展大规模勘探开发工作，动用储量1.9亿吨，建成产能200万吨，未来应在加大资源勘测准确度的基础上加大现有储量的开发，确保海拉尔油田的稳产增产。同时，加大境外贝尔和乌尔逊油田的勘探开发，尽快实现石油资源的开采和利用。

二连盆地的石油产量近年来出现了下降趋势，未来一方面应加大石油资源的勘探，开辟新的石油矿井，同时确保现有油井的稳产增产，确保二连盆地石油产量在2020年前稳定在100万吨左右。在未来中长期内，可学习大庆油田模式，进口蒙古国原油进行加工炼化，实现当地石油化工产业的转型升级。

3.2 中长期石油发展战略重点

战略定位：中长期内蒙古应立足现有资源优势，依靠科技创新，优化开发模式，加快推进清洁油品基地建设，力争成为北方地区重要的石油供应基地（见表3-2）。**主要战略重点包括以下几点**。

一是充分挖掘区内石油资源潜力，增加石油勘探投入。在资源勘探方面，应增加石油勘探投入，以增加探明储量规模，不断夯实资源基础；在资源开发方面，应对传统石油资源实行“吃干榨净”，增加区内石油生产能力，在实现经济效益的前提下加大对非常规石油资源的开发，以增强区内中长期石油生产能力。

二是科学评估和谨慎发展煤化工技术。在煤制油等清洁油品开发方面，应重新评估正在示范的褐煤分级利用液化、费托合成等技术，结合“十一五”期间示范工程的升级完善，对在蒙西大路和托克托集中区、伊金霍洛旗主要工业园区重点布局建设的煤制油转化技术，要进行科学评估，结合市场和技术以及水资源和环保方面条件，稳步推进煤制油、甲醇制汽油等产业的健康发展。

三是要加强石油管网建设。内蒙古自治区内已经建成或在建四条主干输油管道，但远远跟不上未来成品油输送要求，未来将加大原油和成品油管道建设，特别是加大成品油外运的管道建设。根据中石油在内蒙古的“十三五”初步规划，预计2020年石油产量达到670万吨，新增原油产能123万吨。

表3-2　中石油在内蒙古勘探开发投资初步规划表

项目		单位	2014年	2015年	“十三五”期间
投资	油气勘探	亿元	5	11	55
	原油开发	亿元	12	14	60
勘探	新增探明石油地质储量	万吨	100		6200
	新增探明石油可采储量	万吨	20		1080
	新增控制石油储量	万吨	2000	1000	7500
	新增预测石油储量	万吨	1000	1000	9000
开发	年产油量	万吨	138	134	670
	新增原油产能	万吨	21	20	123

3.3　石油炼化发展战略措施

总体战略是扩大和升级区内石油炼化产能。

在石油炼化方面，中长期内应以呼和浩特炼油厂为主，同时加大在邻近鄂尔多斯原油产地和邻近蒙古国原油产地的边境口岸发展石油炼化产业，一方面是扩大产能，提高石油炼化能力，实现区内油品炼化基本自给；另一方面是对现有石油炼化产能进行升级改造，提高炼化技术和效率，提高炼化油品的质量，降低炼化企业对环境的污染。

第一，在环境、资源承载的范围内扩大区内石油炼化产能，到2020年前达到千万吨级产能规模。目前区内仅有呼和浩特炼油厂500万吨的炼化规模，但到2020年内蒙古地区油品消费总量将超过1500万吨，现有炼化产能远远不能满足要求。因此，应在环境和资源承载的范围内稳步扩张石油炼化产能，除在呼包鄂地区扩大现有石油炼化产能外，可以探索在长庆油田附近、海拉尔油田附近以及靠近蒙古国的二连油田附近建设新的石油炼化企业，在中长期内实现石油炼化的自给自足，满足区内石油化工产业转型升级的需要。

第二，加大对现有石油炼化产能的升级，提高石油炼化效率，改进炼化油品的质量，确保对周边地区高质量成品油的供应。随着我国资源、环境保护要求的不断提高，未来对国Ⅴ标准的汽油和对国Ⅳ标准的柴油需求不断增加，提高石油炼化产能的技术和效率以改进石油产品的质量十分有必要。目前制约内蒙古地区油品质量升级的主要是氢气不足的问题，未来可以通过加大对蒸汽转化、变压吸附工艺进行天然气制氢，以及新上丙烷脱氢装置等工艺，解决区内石油炼化所需要的氢气问题。

第三，加大对现有石油炼化产能的技术改造，在未来建设新的石油炼化产能时应坚持高环保标准，减少环境污染。一方面，应加大对现有石化企业空气污染问题的治理，加快对石油炼化企业的排放烟气脱硫脱硝改造，达到国家环保标准；另一方面，应加大对石化企业污水排放和处理的改造，加大对石化企业污水厂的污水净化、回收再利用、应急设施的改造，以达到国家环保标准。

3.4　石油储备建设战略措施

首先，在未来中长期内应在国家规划范围内加强区内石油战略储备建设。石油安全在未来中长期内仍然是能源安全的重要内容，因此内蒙古自治区应在国家石油战略储备规划的范围内积极申请，在区内建设国家石油储备点，在国际石油价格低迷时，利用有利形势大力增加战略石油储备的进口。

其次，在未来区内石油消费总量不断上涨的趋势下，应适当加大区内石油库存储备、完善油品储备的种类，确保区内石油库存保持在100万吨左右，并根据市场需求灵活调整库存，以维护区内石油市场的供应安全，提高石油企业经营效率。在选址方面，除加大在呼包鄂等油品消费市场的库存储备建设外，可以考虑在二连浩特等口岸地区增加石油库存建设投资。

最后，大力加强石油输送的管道建设，确保油品进入和外送通道的畅通，保障区内各盟

县的石油供应安全通畅。当前内蒙古的原油和成品油通道已分别达到600万吨和541万吨，但主干管道既不能满足未来中长期石油运输的需求，在支线管道建设方面又无法保障盟县油品供应的安全畅通。因此，未来一方面应加大区内主干原油和成品油管道的建设，确保石油进入和外运通道的畅通，另一方面加强通往各盟县的成品油支线管网建设，形成完善的石油运输和销售网络体系。同时，为保障石油运输的安全性和灵活性，也应适当加强现有铁道运输设施的改造，形成以管道运输为主、铁道运输为辅的石油运输格局。

第四章　内蒙古自治区天然气勘探开发利用现状

4.1　天然气资源及勘探开发情况

4.1.1　天然气资源情况

内蒙古地区天然气资源十分丰富，可采储量位居全国前列，全区天然气远景储量达 5 万亿 m^3，探明地质储量 1.67 万亿 m^3，技术可采储量为 0.86 万亿 m^3，未来在勘探开发方面仍然有较大潜力。主要集中分布在鄂尔多斯盆地和海拉尔盆地，其地质资源量分别占全区的 88% 和 9%，可采资源量分别占全区的 90% 和 8%。二连盆地、银根-额济纳旗的沉积盆地也有少量分布。鄂尔多斯盆地煤炭和石油资源储量丰富，因此区内天然气的主要种类是气田气、石油伴生气和煤层气，另外也有少量页岩气。随着全国天然气开发热潮和内蒙古境内天然气勘探开发力度的加大，预计内蒙古境内的天然气资源储量将进一步增加。

其中，鄂尔多斯盆地的天然气资源最为可观。目前的勘探结果表明，该盆地天然气总资源量约 10.7 万亿 m^3，其中内蒙古境内天然气资源量约 4.1 万亿 m^3，占全盆地天然气总资源量的 41%。当前，鄂尔多斯盆地内已经开发的有陕西境内的长庆气田和榆林气田，内蒙古境内的乌审气田、大牛地气田、苏里格气田等三个大气田。其中，苏里格气田是中国目前陆上最大的整装气田，地表主要为沙漠覆盖，是典型的岩性圈闭气藏，气层由多个单砂体横向复合叠置而成，属于低孔、低渗、低产、低丰度的大型气藏，探测表明苏里格气田含气面积 5500 平方公里，探明储量 6025 亿 m^3；乌审气田含气面积 2000 平方公里，探明储量 1012 亿 m^3；大牛地气田含气面积 156 平方公里，探明储量 1186 亿 m^3。纵跨蒙陕的靖边气田，内蒙古境内部分探明储量也高达 1136 亿 m^3。由于这几个气田的资源储量大、品位高，苏里格、乌审、大牛地等气田成为国家“西气东输”工程的重要气源（见图 4-1 和图 4-2）。

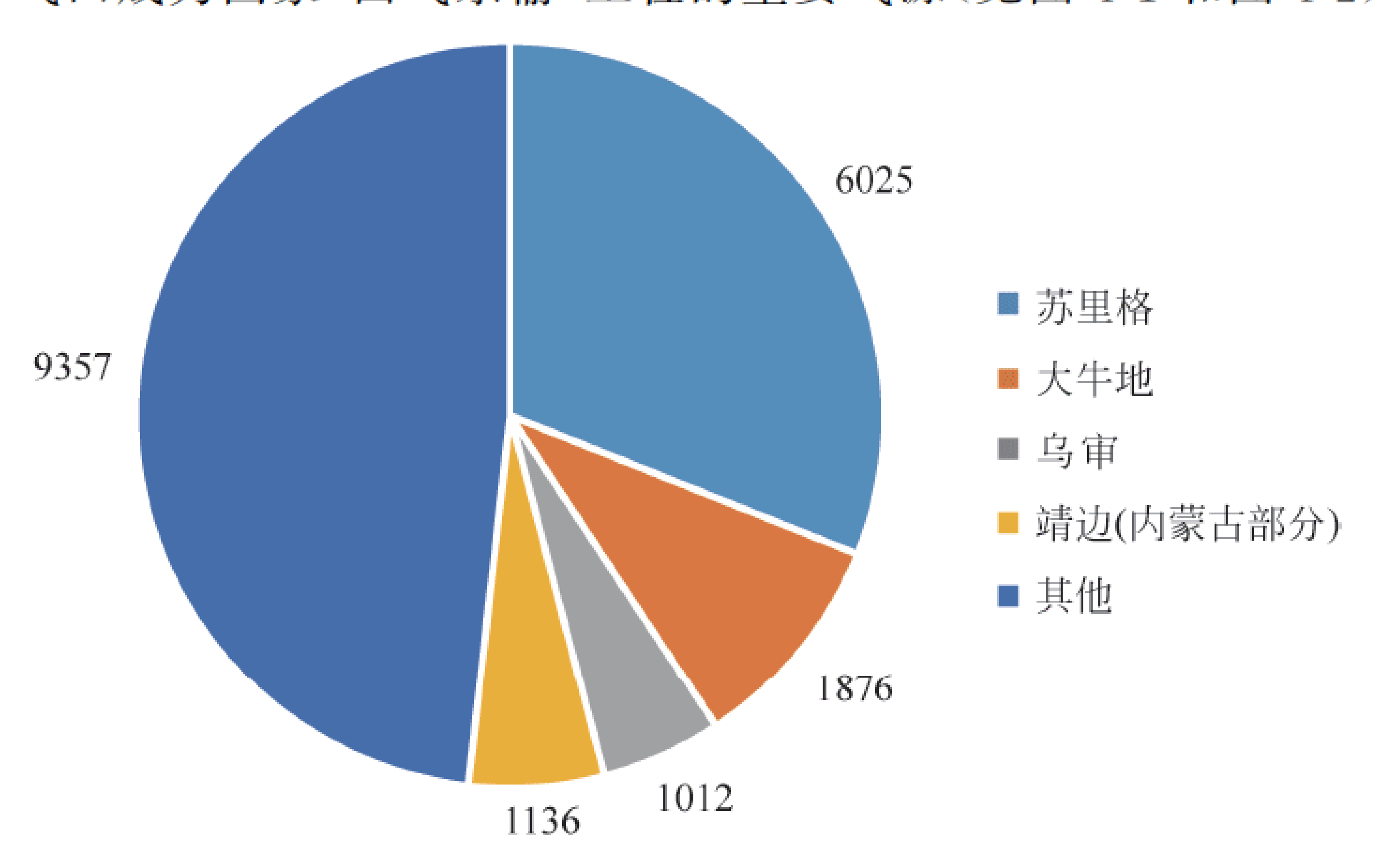


图 4-1　内蒙古天然气探明储量（单位：亿立方米）

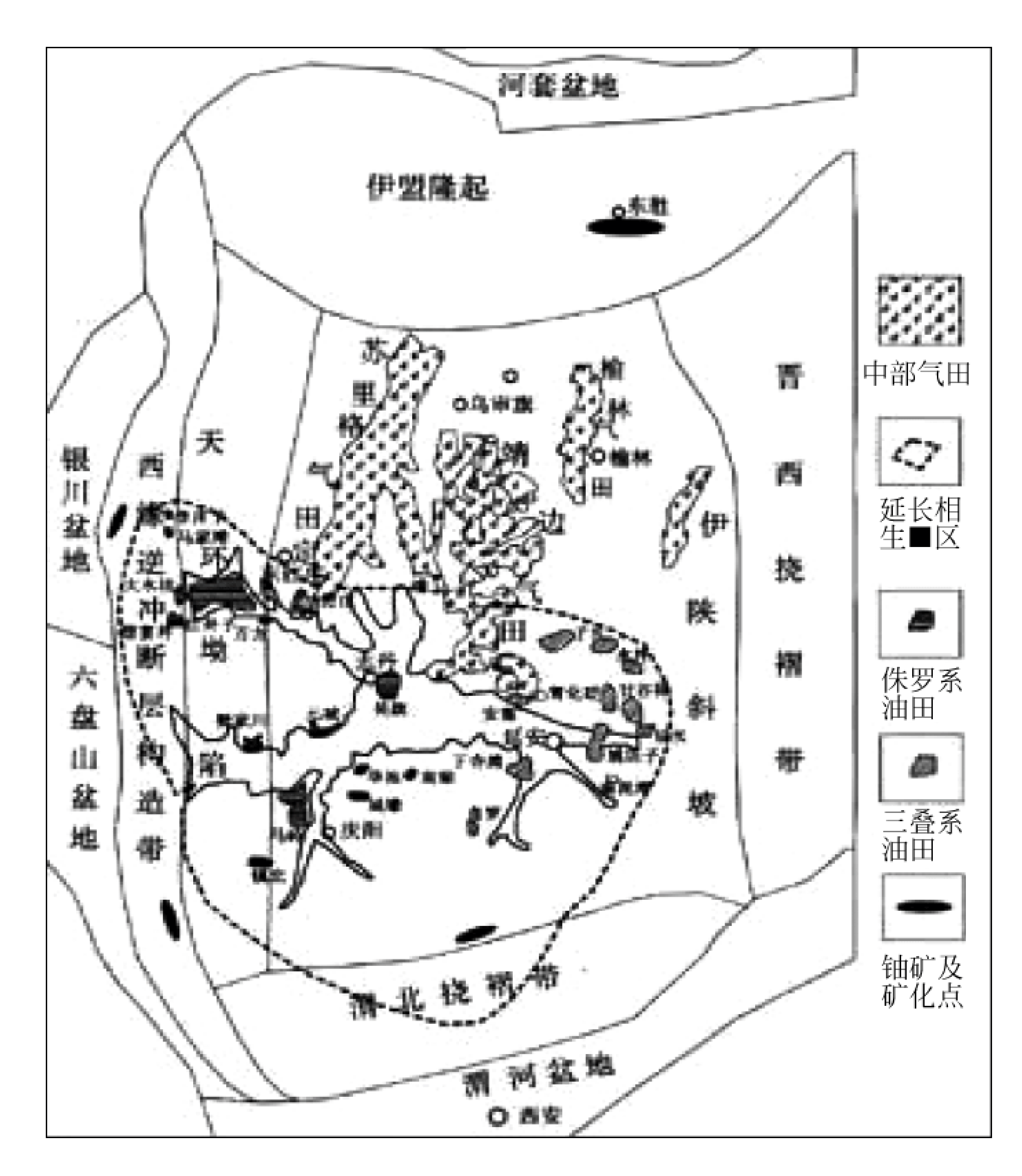


图 4-2　鄂尔多斯地区天然气资源勘探地形图

4.1.2　天然气勘探情况

内蒙古的油气勘探开发工作主要在鄂尔多斯盆地，但大规模气田的发现则较晚，近年来，鄂尔多斯地区的天然气储量和产量开发都获得了巨大突破。

鄂尔多斯盆地油气勘探始于 1907 年，1989 年科学钻探陕参 1 井，在奥陶系获高产气流，发现了地跨陕蒙两地的长庆大气田（即“靖边气田”）；2000 年，又在长庆气田西北侧找到地属内蒙古的苏里格大气田和乌审气田；截至 2010 年，鄂尔多斯盆地内共发现苏里格、乌审、大牛地等 5 个大气田。2010 年底，苏里格气田累计探明天然气地质储量达 11008.24 亿 m^3，累计探明技术可采储量达到 5656.5 亿 m^3，2010 年产量为 104.75 亿 m^3；大牛地气田累计探明天然气地质储量达 3926.75 亿 m^3，累计探明技术可采储量达到 1876.5 亿 m^3，2010 年产量为 22.36 亿 m^3，乌审气田累计探明天然气地质储量为 1012.1 亿 m^3。

到目前为止，内蒙古区内主要含油气盆地鄂尔多斯盆地资源探明率较低，仅为 22.4%（含延长油田探明地质储量）。而松辽、渤海湾几个东部勘探程度较高的含油气盆地资源探明率分别为 55.4% 和 41.5%；国外几个较大的含油气盆地资源探明率为 28%～38.7%，对比表明，鄂尔多斯盆地具有较大的勘探和资源转化潜力。

除鄂尔多斯盆地外，其他主要勘探方向可以确定为二连盆地、银-额盆地和海拉尔盆地等地，这些地区天然气勘探程度极低，未来拥有很大潜力。其中，二连盆地的天然气总储量初步预测达 402 亿 m^3。

4.1.3　非常规天然气资源及勘探开发情况

非常规天然气方面，内蒙古煤层气资源十分丰富。鄂尔多斯盆地2000m以内的浅层气资源总量约为10万亿m^3，超过全国资源总量的1/4。其中，内蒙古部分煤层气资源量约为4.9万亿m^3，二连盆地群的可开采资源量在全国最多，约2万亿m^3，海拉尔盆地群的煤层气资源量约1.9万亿m^3，可采资源量约8800亿m^3，大青山煤田、桌子山煤田和贺兰山煤田的煤层气资源量约为2305亿m^3。

页岩气方面，目前勘探开发力度远远不够，但鄂尔多斯、二连盆地、海拉尔盆地等主要含煤盆地均分布有优质页岩气源岩，具备较好的页岩气勘探潜力。初步预测，页岩气资源主要集中在二连盆地白音华煤田、霍林河煤田等；海拉尔盆地乌尔逊-贝尔凹陷、呼和湖凹陷等；开鲁盆地陆家堡凹陷、林西扎鲁特一带；银额盆地居延海凹陷、查干德勒苏凹陷；鄂尔多斯盆地杭锦旗、鄂托克前旗一带。

二连盆地群页岩气资源条件相对较好。初步预测，巴彦花凹陷伊敏组暗色岩浆深埋主要分布在350～900米之间，厚度分布范围位于50～580米之间，勘探结果显示总含气量最高达1.49m^3/吨，是目前页岩气资源条件最好的盆地。

鄂尔多斯地区页岩气资源也具有较好的资源潜力。鄂尔多斯盆地太原组与山西组总厚度超过100m，延长组厚度超过500m，延安组厚度超过250m，且各套底层基本全区分布。其中，乌审旗、鄂托克旗有机质含量较高，成熟度较高，页岩气资源储量较为丰富。

海拉尔盆地的页岩气资源主要分布在乌尔逊凹陷和呼和诺尔盆地一带。根据石油钻探资料，乌尔逊凹陷暗色泥浆累计厚度超过1200m；有机碳含量在1%～2.5%之间，部分已经进入成熟阶段，成藏条件较好。呼和诺尔盆地南屯组和大磨拐河组富有机质泥页岩累计厚度达1700m，且分布稳定，有机质碳含量大部分在0.2%～2.5%之间，处于低成熟-成熟演化阶段，资源潜力巨大。

但是，目前由于我国页岩气开采技术还不成熟，开采成本过高，暂时并未得到充分勘探和开发，未来应加大勘探开发力度，在保护好环境的前提下，充分利用内蒙古地区丰富的页岩气资源。

4.2　天然气田开发情况

随着1999年以后苏里格等大型气田的勘探开发，内蒙古天然气的产量呈现井喷式发展。内蒙古自治区常规天然气产量从1998年的0.10亿m^3上升到2013年的270.6亿m^3，同比增长巨大，占全国总产量的22.4%。

鄂尔多斯已经成为全国最大的天然气产地，2013年苏里格气田产量达到了211.8亿m^3，大牛地气田已经建成40亿m^3产能。苏里格气田主要为致密砂岩气藏，埋藏深度3000～3500米，自1999年起开始进入大范围勘探，2003年后以6025亿m^3的地质储量成为中国第一特大型气田，截至2013年底，累计动用地质储量9261亿m^3。苏里格气田主要由中石油长庆油田公司以市场化方式开发，在2012年以135亿m^3成为中国产量最高的整装气田，并计划于2015年实现230亿m^3的产量。大牛地气田在2000年提交控制储量170亿m^3，主要由中石化华北分公司负责开发。2003年开始实施先导性开发试验，到2013年底建成了40亿m^3产

能，截至 2014 年 7 月已经累计生产天然气超过 200 亿 m^3，实现向京鲁豫蒙等省市的供气（见图 4-3）。

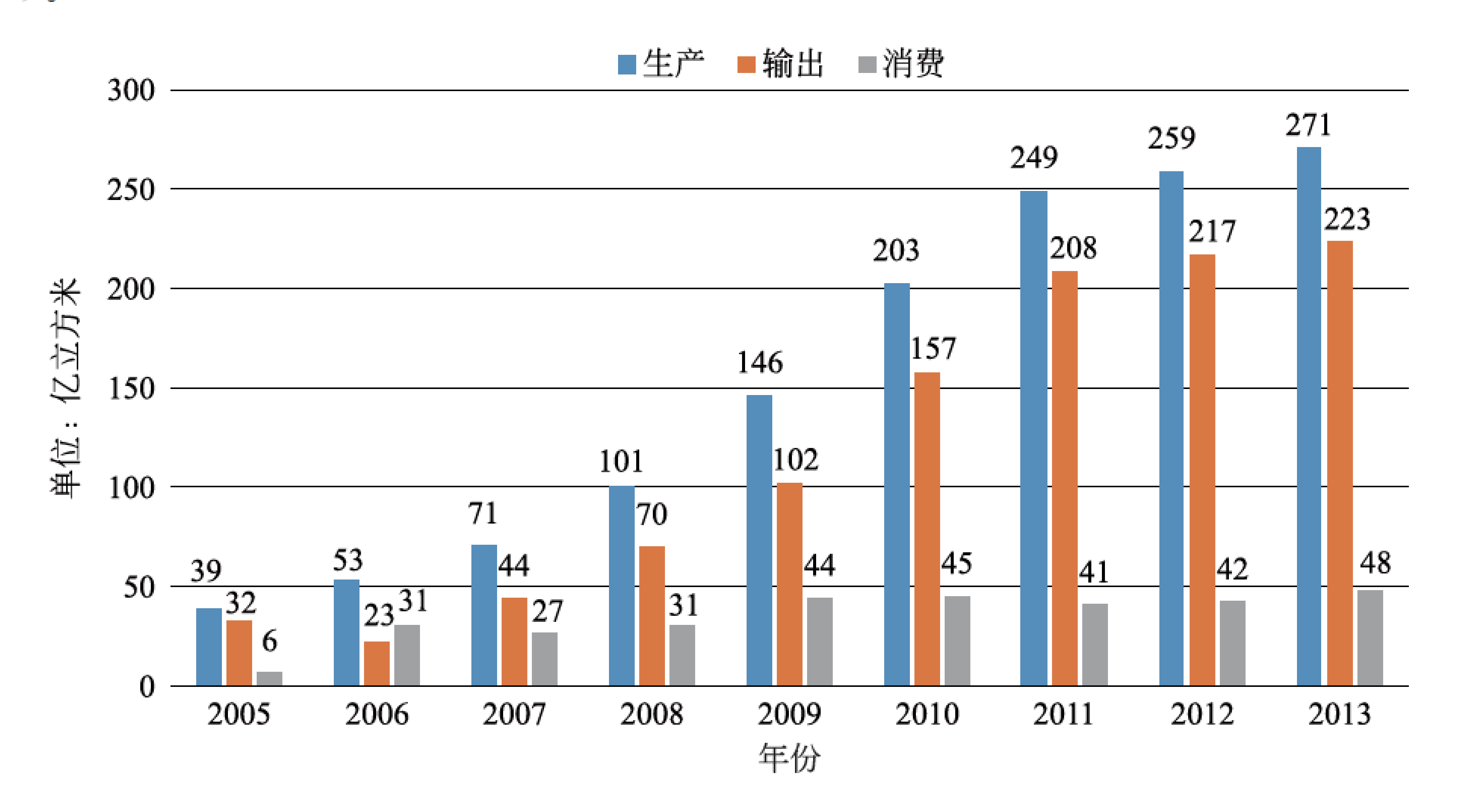


图 4-3　内蒙古自治区天然气供应和消费情况

煤制气方面，内蒙古地区已经建成大唐克什克腾旗 40 亿 m^3 煤制气项目第一条生产线，产能为 13.3 亿 m^3，目前管道已经全部贯通，2013 年累计向北京输气 0.4 亿 m^3，实现了煤制气零的突破，未来将有大幅度增长。从近期发展来看，目前内蒙古已经得到煤制气批复产能为 336 亿 m^3，得到国家发改委的“路条”280 亿 m^3，其中蒙西地区 180 亿 m^3，除已建成的大唐克什克腾旗项目 40 亿 m^3 外，还有汇能鄂尔多斯煤制气项目未来将建成 20 亿 m^3/年的产能；河北电投投资建成 40 亿 m^3 产能，杭锦旗将建设 80 亿 m^3 产能。蒙东地区有 100 亿 m^3，有华电呼伦贝尔 40 亿 m^3 产能和国电兴安盟 40 亿 m^3 产能，未来将建设乌兰浩特-吉林线供应东北地区。预计到 2017 年，内蒙古规划的 336 亿 m^3 产能可全部建成投产。

蒙东地区在发展煤制气方面尤为积极。锡林郭勒盟于 2009 年开始投资 227 亿元，建设年产 40 亿 m^3 的煤制天然气项目，并配套建设 430 公里的天然气管道，以供应沈阳地区的天然气消费。2012 年，锡林郭勒盟又投资 110 亿元开始建设年产 20 亿 m^3 煤制天然气项目。呼伦贝尔市在 2011 年与齐齐哈尔市、华能呼伦贝尔公司启动 40 亿 m^3 煤制天然气项目合作协议，计划年产煤制天然气 40 亿 m^3，以促进蒙东和黑龙江西部地区的经济合作。兴安盟也投资建设了年产 40 亿 m^3 煤制天然气项目。

4.3　天然气加工情况

近年来，内蒙古天然气液化加工和 LNG 供应呈现出迅速发展的局面。截至目前，全区已建成、在建的天然气液化项目共 28 项，涉及用气规模 46.4 亿 m^3。其中：已建成投产 13 个项目，设计用气规模 11.53 亿 m^3，年液化天然气 80 万吨；已核准的在建项目 15 个，设计用气规模达 34.9 亿 m^3。

已建成 LNG 加注站 79 座，日供气能力约 300 万 m^3，年供气约 11 亿 m^3，大约可满足 2 万辆 LNG 汽车的用气需求。其中：乌海 16 座，鄂尔多斯 11 座，包头 12 座，巴彦淖尔 8 座，

呼和浩特4座，锡盟8座，阿拉善盟6座，乌兰察布3座。虽然已经基本搭建了区域LNG供气网络，但受限于LNG加注站布局的不完善，影响了LNG汽车的推广进度，目前全区LNG汽车保有量仅为1900多辆。

迄今为止，呼和浩特、赤峰、鄂尔多斯等市已经陆续开展了对公交车和出租车的"油改气"改革，并启动液化天然气项目。呼和浩特自2004年起，全部700辆公交车和近1200辆出租车实现了油改气，全市近20座加气站年供气共计1.4亿m^3。2010年，北京燃气集团的40亿m^3煤制天然气项目落户呼和浩特托电工业园区。赤峰市也在随后开始实行公交车和出租车油改气改革，日供气达7000万到1亿m^3左右。鄂尔多斯市于2010年开始实行年改装15000辆清洁燃料汽车项目。2010年，日处理30万m^3的天然气液化项目在包头开工。巴彦淖尔地区已经建成了日产30万m^3液化天然气项目，预计2008年用气3406万m^3，2020年为7346万m^3。2011年，阿拉善盟投资约1.5亿元开始建设民用天然气项目。

通辽地区于2012年开始建设通辽地区燃气管道铺设项目和天然气LNG工厂，需年供气2亿m^3左右。呼伦贝尔地区为促进城市燃气的发展，于2011年启动年产2.91亿m^3城市煤气联产20万吨LNG项目，计划于2013年完工。

4.4　天然气管道建设和储备情况

近年来，内蒙古天然气管道建设进展迅速，区内管道已经基本覆盖呼包鄂地区，对外输出管道主要建设了陕京一、二、三线及克什克腾旗-北京煤制气管道。

区内管道方面，内蒙古2002年开始建设输气管道，重点建设了长庆气田通往呼和浩特的长-乌-呼线、复线以及到乌兰察布的延长线。目前已建天然气管道共11条，在不加压情况下年输气能力达85亿m^3，增压后年输气能力可达140亿m^3，管道总里程达2653公里，主要集中在呼和浩特、包头、鄂尔多斯"金三角"地区，覆盖范围包括：呼和浩特市、包头市、鄂尔多斯市、乌海市、巴彦淖尔市、阿拉善盟等内蒙古中西部地区6个盟市。

其中，长庆气田至蒙西天然气管道项目于2008年完工，全长245公里，设计年输气能力4.6亿m^3。长庆气田-乌海-临河天然气管道也于2008年完工，从乌审旗至巴彦淖尔，全长401公里，设计年输气能力4.3亿m^3。

蒙东地区也在积极发展天然气管道建设。二连浩特、乌兰察布地区于2012年完成了呼和浩特至二连浩特、乌兰察布地区的沿线城镇天然气管道配网工程。兴安盟乌兰浩特地区也开展了大规模天然气管道建设项目。

天然气消费量也随着管网建设不断完善而稳步增加，2013年天然气消费量达47.9亿m^3，比上年增加5.6亿m^3，增加13.2%。

对外管道输出方面，鄂尔多斯的常规天然气仍然主要依靠集输线输送至陕西榆林，通过陕京一、二、三线输往京津冀地区。煤制气方面，目前已经由大唐公司建成克什克腾旗到北京的煤制气管道，全长457公里，年输气能力达40亿m^3，已经于2013年底建成通气。当前内蒙古天然气产业的主要任务依然是保障京津冀地区的燃气需求。2013年调出天然气223.1亿m^3，增加6.2亿m^3，增长2.9%。

在建天然气管道方面，未来应加大输气管道建设，实现蒙西地区全部通气，蒙东大部分

地区可通过东北地区的输气管道供应燃气。内蒙古西部地区的天然气供应管道建设正在展开,如长庆-乌海-临河线及其延长线供应阿拉善盟,长庆-乌海-呼和浩特线、复线及其到乌兰察布的延长线。蒙西部分地区靠省外管道供应,如兰州-阴山线供应阿拉善左旗。但内蒙古东部地区仍然依赖槽车供应天然气,目前尚无供气管道,未来可规划借用哈尔滨-沈阳线供应,建设昌图-通辽支线,建平-赤峰支线加大蒙东地区天然气供应,其他地区如呼伦贝尔和兴安盟虽需求不多,但对主要城镇地区依然应实现管道和槽车供应的结合。

第五章　内蒙古自治区天然气发展战略

5.1　未来天然气开发展望

首先，在开发方面，加快苏里格气田、乌审气田、大牛地气田的勘探开发力度，实现区内常规天然气的稳产增产，到 2015 年后常规天然气产量实现稳产 300 亿 m^3 左右。其次，在勘探方面，要积极推进鄂尔多斯、二连盆地和海拉尔盆地的天然气勘探，以增加储能，持续扩大区内天然气产能。再次，以鄂尔多斯盆地、乌海、阿拉善地区为勘查开发重点，推进煤层气勘探开发试验，建成煤层气产业化基地，大力加强对煤层气资源的开发。最后，以鄂尔多斯盆地、二连盆地、银额盆地及其周边为有利目标区，加大页岩气储量的勘探，探索页岩气规模化、商业性生产新模式。根据项目组清洁能源发展路径测算，内蒙古天然气产量在中长期仍有较大增长空间，在 2020 年、2030 年和 2050 年分别达到 396 亿 m^3、475 亿 m^3 和 668 亿 m^3。表 5-1 是鄂尔多斯盆地天然气地质储量、产量增长趋势预测结果。

表 5-1　鄂尔多斯盆地天然气地质储量、产量增长趋势预测结果

地质资源量/$10^8 m^3$		67238	可采资源量/$10^8 m^3$	29034
至 2005 年累计探明地质储量/$10^8 m^3$		16051	累计产量/$10^8 m^3$	317
至 2005 年累计探明程度/%		24～59	累计产出程度/%	0.8～1.7
预测时段(年)	探明地质储量/$10^8 m^3$		产量/$10^8 m^3$	
	年均	累计	年均	累计
2006—2010	982	4910	123	616
2011—2015	960	4802	190	950
2016—2020	843	4215	240	1201
2021—2025	732	3662	290	1450
2026—2030	688	3438	331	1656
2006—2030	841	21028	235	5872
至 2030 年累计探明地质储量/$10^8 m^3$		37079	累计产量/$10^8 m^3$	6189
至 2030 年累计探明程度/%		55.00	累计产出程度/%	21

资料来源：中石油。

5.2　天然气开发战略重点

在天然气未来发展规划方面，内蒙古自治区的主要目标是建立供应京津冀、保障华北、走向全中国的天然气基地，通过统筹区内多种气源及针对区外清洁燃气需求，整体规划、适

度超前，有序推进天然气基地建设。

在战略方面，应以“气化内蒙古”为基本目标，分步实施以下重点工作。

一是加快天然气资源开发。在常规气源方面，加大对鄂尔多斯地区气田开采，在苏里格气田、大牛地气田的稳产增产，逐步推进乌审气田的天然气开发。在非常规天然气方面，应以煤层气的勘探开发为重点，逐步推进页岩气资源的勘探开发。

表 5-2 给出了中石油在内蒙古勘探开发投资初步规划表。

表 5-2　中石油在内蒙古勘探开发投资初步规划表

项目		单位	2014 年	2015 年	“十三五”期间
投资	油气勘探	亿元	5	11	55
	天然气开发	亿元	136	134	665
勘探	新增探明天然气地质储量	亿 m^3		1500	4000
	新增探明天然气可采储量	亿 m^3		750	2000
	新增控制天然气储量	亿 m^3			300
	新增预测天然气储量	亿 m^3			300
开发	年产气量	亿 m^3	212	232	1187
	新建天然气产能	亿 m^3	64	64	296

资料来源：中石油。

二是理顺燃气价格体制，实现各种气源的互联互通。以我国天然气价格改革为契机，充分利用国家相关政策，推进常规气、非常规气、煤制气等不同成本气源的城市门站价格对接，依靠终端燃气价格对不同气源进行市场化调节。

三是加强天然气管网建设。加快油气资源输入输出网络规划部署，完善区内油气产品供应机制，加快天然气管网建设，对需求集中的区域推进天然气支线网络的覆盖；对不具备条件的地区实行公路货运或铁路运输；对区域外积极推进管道建设和关键门站对接；在内蒙古境内对外输出管网中，建立储备调峰设备，实现供应的稳定和安全。

在天然气管道规划与建设、管理机制体制方面，应着力加大探索，实现天然气管理体制的改革创新。首先，完善管网规划、建设和管理体制，政府统筹开展管道规划建设，通过引入 PPP 模式加快建设、优化管理。其次，提高天然气区内供应和区外输出的自主调控能力，完善燃气对外输出管理机制；第三，积极推进管网互联互通，形成天然气、煤制气、煤层气、页岩气等多种气源公平接入、统一输送的格局；第四，加强储气设施的建设，实现燃气的储蓄调峰和供应稳定、安全。

5.3　天然气炼化发展战略措施

在天然气的炼化方面，未来应在环境、资源允许的条件下加大对煤制气产业的支持，推动技术创新，加大对外合作，促进煤炭的清洁利用和区内天然气产业的迅速发展。未来围绕示范先进加压气化、褐煤提质、风能发电制氢、大型设备国产化等技术，在蒙西大路工业集中区、独贵塔拉工业园区、上海庙工业园区以及蒙东兴安盟、呼伦贝尔等主要工业园区重点布局煤制天然气项目，开展煤制气项目升级示范，进一步提高技术水平和示范规模。

在天然气的液化加工方面，应根据市场需求加快天然气液化加工项目的推进，逐渐形成LNG环保产业链。在实现天然气的液化加工和供应方面，逐渐形成从气源地到LNG液化厂、加气站、汽车制造、物流运输的低碳环保产业链。以交通干线和运煤专线为重点，加快LNG加气站布局建设，到2017年建成LNG加气站300座，日供气能力1500万m^3，满足7.5万辆LNG汽车的用气需求。到2020年，建成LNG加气站400座，日供气能力2000万m^3，满足10万辆LNG汽车的用气需求，形成基本覆盖全区的LNG供气网络（见图5-1）。

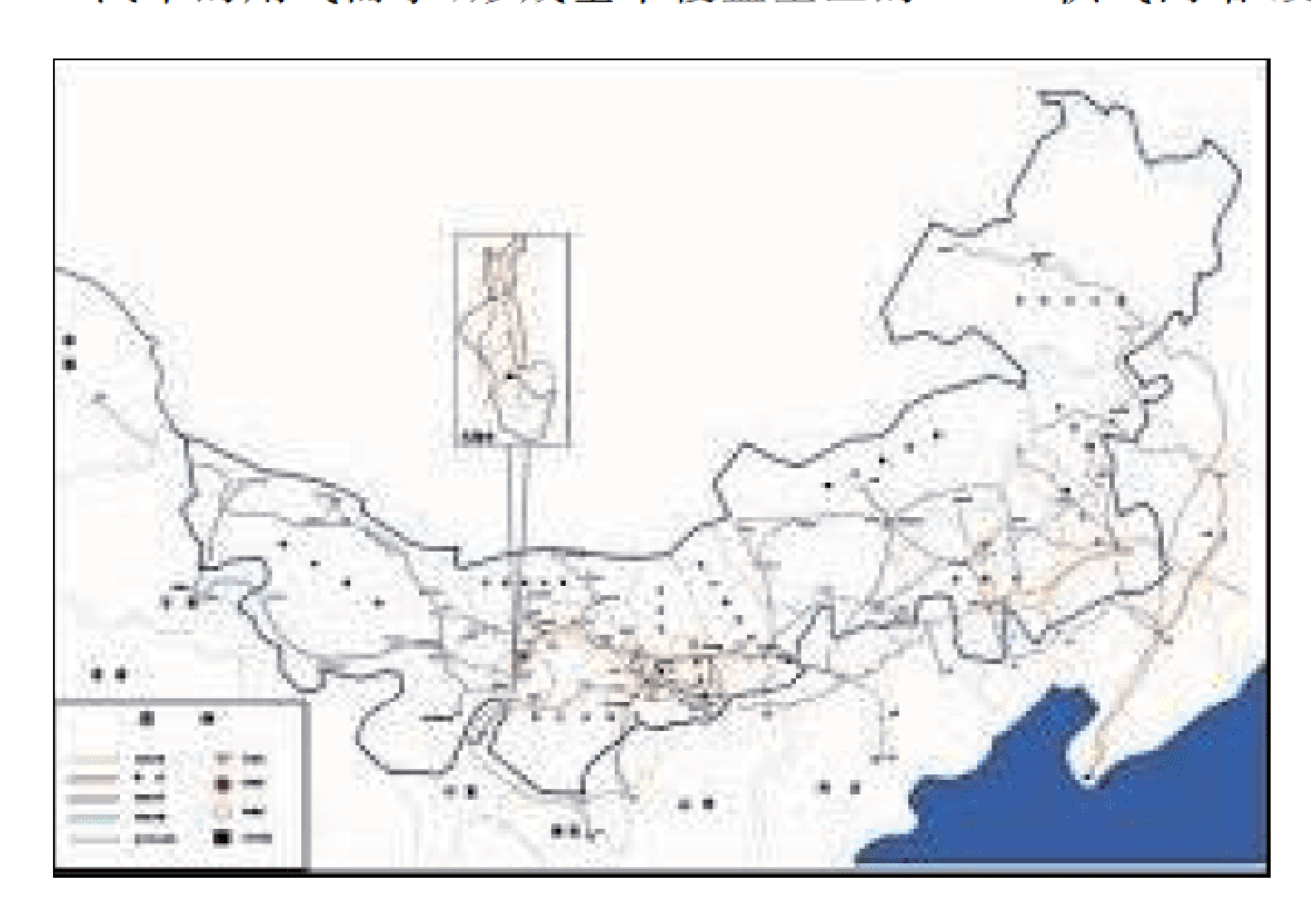


图5-1　内蒙古地区LNG加气站重点布点线路图

5.4　天然气管网建设战略措施

在对外输出管道规划建设方面，首先，内蒙古将以已经建成的“三横一纵”（陕京一、二、三线，克什克腾旗-北京煤制气管道）天然气外送管道为基础，重点统筹建设“六横”外送油气管道：即陕京四线、鄂尔多斯-沧州，鄂尔多斯-天津，乌兰浩特-吉林燃气管道和海拉尔-齐齐哈尔-哈尔滨煤制气管道以及呼和浩特-北京甲醇制汽油等干线管道。其次，加快联络线、支线、气田集输管道建设。争取到2017年，全区形成“九横一纵”外送油气管道网络，新增输气管道外送能力860亿m^3/年，外送燃气能力达到680亿m^3/年，外送清洁油品940万吨/年。到2020年，外送燃气达到800亿m^3/年，外送清洁油品1940万吨/年。此外，中石油拟建设中俄东线天然气管道、中俄原油管道二线。中俄东线天然气管道起自黑龙江黑河，止于上海，长3450公里，管径1422～1016毫米，设计输量380亿～125亿m^3/年；管道途经内蒙古通辽市，长约45公里；中俄原油管道二线起自黑龙江漠河，止于黑龙江大庆，长968公里，管径813毫米，设计输量1500万吨/年。管道途经内蒙古呼伦贝尔市，长约142公里。中石油正在对这两个项目开展可行性研究工作。

在区内油气管道建设方面，内蒙古将以“气化内蒙古”为目标，围绕三横一纵天然气主干管道，进一步完善区内配气管网及跨区连接线，重点建设锦州-朝阳-赤峰150万吨/年管道，四平-通辽等省外输往省内管道和呼和浩特-兴和，包头-临河以及各支线等省内天然气管道，实现全区所有盟市天然气管网全覆盖。到2017年，全区基本形成“六横二纵”天然气主干网络，80%以上旗县政府所在地使用天然气（或煤制气），城镇人口气化率达到60%左右；到

2020 年全区 12 个盟市均覆盖天然气管网，旗县以上政府所在地 100％使用天然气（或煤制气），90％以上使用管道天然气，城镇人口气化率达到 80％左右（见表 5-3）。

表 5-3　国家“十三五”期间规划建设的与内蒙古相关的油气管道

线路	设计输送量	管道直径	长度	总投资	投产时间
保定-呼和浩特	300 万吨	457/406mm	601km	25 亿元	2014 年
呼和浩特-包头-鄂尔多斯	200 万吨	273mm	301km	7.1 亿元	2013 年
锦州-朝阳-赤峰	150 万吨	273mm	240km	4.8 亿元	2014 年
银川-巴彦淖尔	200 万吨	273mm	273km	7.6 亿元	2013 年

在管道规划管理方面，首先，应把管理天然气管道权力收归手中，自主开展管道规划，由政府投资入股成立管道经营企业，通过 PPP 模式实现对本区燃气管道的管理。其次，自主调控天然气供应和价格，加大煤制气外送，控制常规天然气由本地使用，统一规划三条对外输出管道：一是陕京四线经陕西靖边通往北京；二是蒙西鄂尔多斯到河北、天津的天然气管道，鄂尔多斯到河北安平、沧州煤制气管道；三是呼伦贝尔、兴安盟对东北的煤制气管道。蒙东地区供应黑吉辽三省，蒙西地区供应京津冀三地，每省各有门站，根据不同成本，每省制定不同价格。再次，积极推进管网互联互通，形成天然气、煤制气、煤层气、页岩气等多种气源公平接入、统一输送的格局。最后，还应注意加强储气设施的建设，实现燃气的储蓄调峰和供应稳定、安全。

分报告四

内蒙古自治区煤炭产业链延伸发展的水资源约束研究

报 告 说 明

我国能源生产与消费结构长期以煤炭为主，2012年煤炭约占我国煤、石油、天然气、可再生能源等一次性能源消费的66%，虽然呈现逐渐下降的趋势，但是从资源禀赋及当前和未来技术条件判断，在较长的一段时期内我国高度依赖煤炭资源的能源格局将不会有明显改变。**内蒙古煤炭产业链中最基础、最重要的是煤炭开采、煤电和煤化工三大类**，这三大类是水资源需求最为集中和强烈的能源类型，一方面它们是对水资源影响最为深刻的能源产业，另一方面，这些产业的发展也极大地受水资源条件的影响和制约，特别是在十八届三中全会之后，水资源条件和环境条件一样成了影响地区煤炭产业发展的最重要影响因素。内蒙古自治区作为我国煤炭生产第一大省，水资源对其煤炭生产和就地转化工业的制约就十分明显。

我国规划重点建设鄂尔多斯、蒙东、山西、新疆、西南5大综合能源基地和14个煤炭基地，其中2个基地在内蒙古自治区境内，即：蒙东煤炭基地和神东煤炭基地。为了精细研究水资源对能源发展的影响，本次以神东和蒙东2个煤炭基地为基本研究对象，结合国家的其他12个煤炭基地做比较分析。研究重点包括能源基地水资源情势、供需水状况和适配性分析，以期为能源发展规划及其用水保障提供相应决策支撑。

本报告着重分析全国和内蒙古煤炭基地的煤炭开采、火力发电和煤化工的水资源约束问题。从各章节内容编排上，第一章论述了煤炭工业与水资源的关系，将煤炭开采、洗选、发电以及煤化工工艺过程从一开始生产之前的需水特性到生产过程中的耗水特性，再到最终端的排放特性进行了剖析，同时明确了水资源在这些过程中的重要性。第二章则着重分析我国煤炭工业发展现状及未来情势，其中确定了我国主要煤炭基地所在地政府对煤炭行业用水的最低限定要求，又通过行业技术指标参数的分析确定了行业内领先的技术用水指标要求，划出了煤炭开采、洗选、发电和煤化工行业用水的上下限。第三章为我国主要的煤炭基地水资源情势分析，主要是内蒙古和其他煤炭基地所在地区的水资源情况、用水现状以及水文水资源情势。第四章为本报告的重点，为内蒙古煤炭基地水资源的供需平衡分析，从可供水量和需水量预测两个角度分析了内蒙古煤炭基地水资源的可供给量和应对煤炭资源开发和应用所需要的新增量，并对两者进行了适配性分析。第五章为结论和政策建议。

第一章　煤炭工业与水资源的关系

我国能源生产与消费长期以煤炭为主,2012年煤炭约占我国煤、石油、天然气、可再生能源等一次性能源消费的66%,虽然呈现逐渐下降的趋势,但是从资源禀赋及当前和未来技术条件判断,在较长的一段时期内我国高度依赖煤炭资源的能源格局将不会有明显改变。煤炭开采、煤电和煤化工是水资源需求最为集中和强烈的能源类型,同时也是对水资源影响最为深刻的能源产业。因此,本报告着重分析全国和内蒙古煤炭生产、火力发电和煤化工的水资源约束问题。

1.1　煤炭开采、洗选工业与水资源的关系

水资源,包括地表水和地下水,与煤炭是一种复杂的相互制约、相互依存的对立统一关系。水资源是保证一切有机生命的必要条件,同时也是煤炭工业的资源要素,是煤炭工业生存与发展的命脉。开煤矿需要水、找煤矿的同时就要找水源。从勘探阶段钻井用的泥浆到冬季生产井下的保温送风,从工作面洒水降尘到产品洗选加工,煤炭生产的每一个环节都离不开水。煤炭坑口发电、气化液化等煤炭的转化、精细加工和深加工更离不开水作为工作介质(表1-1)。

煤矿辅助生产的各个部门用水包括煤矿地面辅助的生产用水、煤炭企业生活用水。煤炭行业没有特殊的用水部门,一般工业用水就可以满足绝大多数场合的用水水质要求,但对于选煤厂补充水则须达到规定的三项水质标准:①补充洗煤清水中的固体悬浮物含量应低于400mg/L;②水体的pH值在6~9之间;③水体的总硬度应低于100mg/L。

表1-1　煤炭生产主要用水环节

井工矿井采煤	露天煤矿采煤	煤炭洗选加工	煤炭洗选加工转化
水利采煤	采场工作面降尘洒水	破碎降尘用水	煤化工气化冷却水
水力提升	汽车运输道路洒水	重选工艺用水	焦化熄焦水
降尘洒水	穿孔爆破钻机用水	浮选工艺用水	电站锅炉汽轮机用水
机械化采煤	排土场土地复垦用水	真空泵循环冷却用水	电厂循环冷却水
硬顶板注水软化用水		压缩机循环冷却用水	电厂水力冲渣
水砂充填和井下注浆用水			湿法排灰用水
矸石山防灭火喷水和预注水			配制水煤浆用水
爆破钻孔用水			压制型煤用水
采暖通风锅炉用水			
机械设备冷却用水			

煤炭开采对水资源存在很大的影响，地下采煤一般要导致大面积地面塌陷，露天采矿也要大面积剥离地面岩石和土地，这是对地球表层部分地区生态系统的重大破坏，从而对生态系统中的水产生间接影响。对水循环系统来说，煤炭是赋存在地下的沉积岩类矿产资源，煤、水资源共存于同一地质体中，在煤炭的开采过程中不可避免地会对天然的地下水系统产生影响。煤矿开采排水打破了地下水原有的自然平衡状态，形成以矿井为中心的降落漏斗，局部破坏了煤系含水层补、径、排关系，改变了地下水自然流场，导致大气降水、地表水和地下水之间发生转化，垮落带、裂隙带、弯曲下沉带相连通，使地表水转化为地下水，涌入矿坑再排出，在下游又转化为地表水。而对于水环境来说，煤炭开采疏干水过程中将地表、地下优质水源变为受到污染的矿井水。矿井水中的主要污染物是悬浮物(SS)，SS 主要由煤粉、岩粉组成，多成灰黑色。矿井水水质的另一个特点是 COD 偏高。未经处理矿井水直接排放，污染地表水，并通过岩溶裂隙形成浅状渗漏污染，排污场地污染物垂直下渗污染岩溶水，矿坑与矿井等人工通道导入污水，形成区域性降水入渗污染。此外煤炭的开采和洗选会产生大量煤矸石，矸石山的淋溶水时常含酸性和有害重金属元素，会污染堆积区周围的土壤和水体。

1.2　火力发电与水资源的关系

水在火力发电厂的生产过程，是一个能量转化过程，水或水吸收热能后生成的蒸汽是热力系统的工作介质，水发挥着重要的传递能量的作用。同时，水在火力发电厂的生产过程中还担负着重要的冷却作用，用以冷却涡轮机排出的蒸汽、冷却转动设备的轴瓦等。水同时还肩负着清洁的作用，湿式除尘器、湿式或半干法烟气脱硫系统、输煤栈桥喷淋等都不能缺少水。

在火力发电厂生产过程的各个环节，几乎都离不开水，无论是做功的工质还是冷却的工质都是由水或气态的水来完成的。概括起来，火电厂耗水环节主要包括：发电厂循环冷却系统补给用水、电厂除尘除灰排渣用水、锅炉补给水、辅助设备的冷却水、脱硫系统用水、煤场用水、电厂生活及消防用水。

火电厂生产需要足够的水量的同时，还需要一定的水质保证。火电厂生产的水质依用途不同而异。但总的原则是应尽可能防止在供水系统内产生沉淀、结垢或使金属部件产生磨损和腐蚀。直流供水时冷凝器冷却水需清除水草杂物和粗硬的砂粒，利用海水时还应有防止水生物滋养的措施。其他用水也不能含有过量的悬浮物。锅炉补水的水质要求很高，要求尽可能提供水质较好且稳定的原水。

火电生产过程中消耗大量水资源的同时，其各个环节产生的生产废水，如不加处理直接排放到水体中，将会对水环境、水生态产生不可逆转的负面影响。生产过程中用作冷却用途的温排水，直接进入水体，会产生不同程度的热影响或热污染。热影响是使水体的温度上升到影响水质或水生物生态发生变化的一种现象。水温的变化对水体中的溶解氧、水的密度及运动的黏滞性均有影响。热污染是指热排水引起的热影响发展到危害水生生物生长和水生生态系统的平衡，造成水质恶化，以致损害人类生产和生活活动的一种现象。水温突然大幅度变化，可使鱼类生理失调，甚至造成大量死亡。火电厂热排水排入水库或湖泊中，会引起藻类及其浮游生物迅速繁殖，加快水库或湖泊的富营养化过程。

我国工业用水主要集中在火电、纺织、石油化工、造纸、冶金这几个行业。在这 5 大行业中，火电是我国取用水量最大的行业。统计资料显示，我国现有的直流冷却系统火力发电厂，每 1000MW 装机平均取水量为 $40m^3/s$。火力发电厂在用水过程中会在水体中增加一

些有害于环境的物质，这些物质在特定的环境中达到一定的浓度，并维持一定时间后将对环境造成污染。火电厂废水中含有大量的酸碱、总固体悬浮物、油脂、有机污染物、富营养污染物以及放射性污染物等，会对河流水环境和水生物产生有害影响，当有害物质累积到一定程度，超出区域水环境容量时，将造成区域水生态环境恶化。

当火电厂采用直流冷却水时，其冷却水取自江、河、湖(库)、海，需水量很大，经使用后的水，一般温度升高 8～10℃，如直接排入水体，将会给水体带入大量的热量，可能造成热影响或热污染。

1.3　煤化工与水资源的关系

煤化工产业是以煤炭为原料，经化学加工转化成气体、液体和固体，并进一步加工成一系列化工产品的工业过程，对能源、水资源的消耗较大。煤化工产业可分为传统煤化工和现代煤化工。煤化工工艺中主要用水项目有：反应用水、用于冷凝的冷却水、用于加热的水蒸气用水、洗涤用水、生活用水等。例如，煤制天然气主要有备煤、气化、净化、甲烷化、空分、公用工程几个部分。用水较大的是气化部分的洗煤、空分、公用工程的热电站几部分，公用工程中的气化、空分、净化、热电循环水站的装置需要用到冷却水。

煤化工行业主要消耗的资源是煤炭和水，属高耗水产业(表 1-2)。有关资料显示，生产 1t 合成氨需耗新水约 12.5m^3，生产 1t 甲醇耗水约 8m^3，直接液化吨油耗水约 7m^3，间接液化吨油耗水约 12m^3。20 亿 m^3/a 的煤制天然气项目耗水量高达 2500 万 t/a。

表 1-2　主要煤化工产品耗水量

产品名称	煤制甲醇	煤制二甲醚	煤制烯烃	直接液化	间接液化	煤制气($\times10^9m^3$/年)	煤制乙二醇
规模($\times10^6$t/年)	1.0	1.0	0.6	1.0	1.0	0.2	0.2
耗水量($\times10^6m^3$)	15.0	21.3	27	6.6	9.0	13.2	2.8

煤化工项目不仅是高耗水项目，还是高污染、高污水排放项目。神华宁东煤化工基地烯烃循环水、供水系统安装及土建项目的循环水装置最大水处理量高达 432 万 m^3/d，相当于北京城区最高用水量 257.5 万 m^3/d 的 1.68 倍，是目前世界最大的工业循环水装置之一。山西晋城市已建成、在建和规划建设的 40 个煤化工项目总需水量每年约 1.62 亿 m^3，占全市水资源可利用总量的近 1/4。

煤化工企业排放的废水主要来源于煤炼焦、煤气净化及化工产品回收精制等过程，该类废水量大、水质复杂、以酚和氨为主，并且含有大量的联苯、吡啶吲哚和喹啉等有毒污染物，毒性大，有些有机物很难降解，如不经过合理处置排入水体会对水域周边的人畜及农作物造成严重危害，甚至对区域水环境、水生态系统带来不可逆的破坏。

1.4　水资源对煤炭工业发展的约束性分析

1.4.1　水资源量的空间分布和逐年减少对能源发展的约束

(1) 能源与水资源空间分布不匹配

我国能源资源地理分布不均(见图 1-1)。截至 2012 年底，我国查明煤炭资源储量 1.42

万亿 t，石油剩余技术可采储量 33.3 亿 t、天然气 4.4 万亿 m^3。就已探明的常规一次能源而言，西部 12 省份占 56.03%，中部 6 省份占 34.15%，东部区域 13 省份不足 10%，其中东北三省占 4.13%，东部沿海 10 省仅占 5.69%。能源分布呈现中西部丰富和集中、东部贫乏和分散。石油资源相对集中，常规石油资源主要分布在东部区和西部区，重油资源主要分布在东部区和近海区，低渗透油资源主要分布在东部区、中部区和西部区。天然气资源分布相对集中，其深度分布具有埋藏普遍较深、东浅西深、近海浅、远海深的特征。

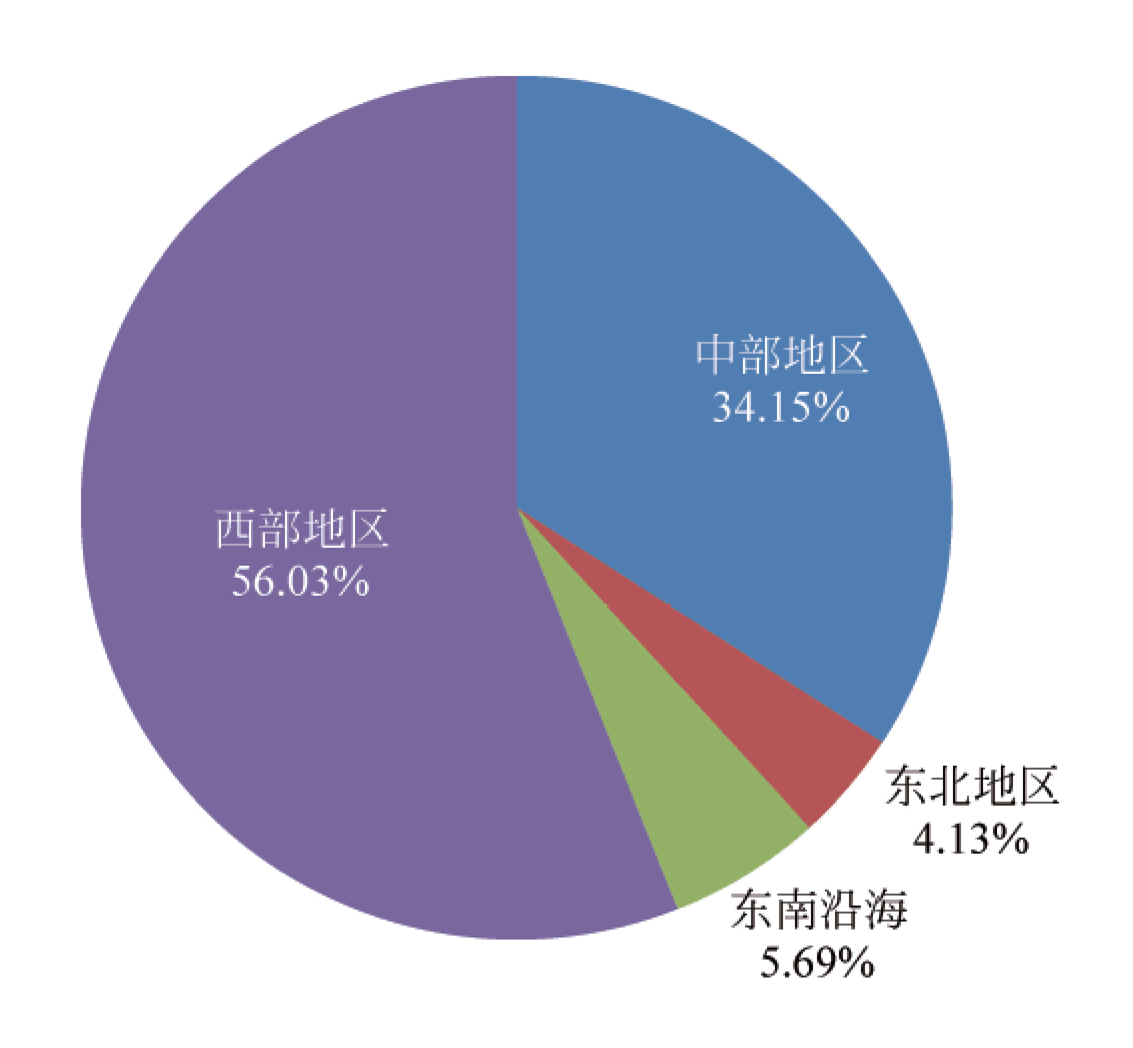


图 1-1　我国常规一次能源资源区域分布

“十二五”期间，我国在西部、东北、华北、西南共规划了 14 个大型煤炭基地，包括神东、晋北、晋东、蒙东（东北）、云贵、河南、鲁西、晋中、两淮、黄陇、冀中、宁东、陕北和新疆煤炭基地，含 102 个矿区，分布在我国 15 个省（自治区），2013 年 14 个大型煤炭基地产量 33.6 亿 t，占全国总产量的 91%。占 14 个煤炭基地总产量 80%以上的神东、宁东、陕北、晋中、黄陇、河南、冀中、晋北、晋东、新疆共 10 个大型煤炭基地都分布在气候干旱、水资源供需矛盾突出的黄河、海河流域以及西北地区。黄河流域、海河流域以及西北地区的水资源条件先天不足，加之流域社会经济发展迅速，许多地区水资源开发利用程度已超出了合理开采的上限，严重挤占生态用水，水资源供需矛盾突出。可见，我国煤炭资源主要集中分布在水资源条件差、供需矛盾突出的区域，煤炭资源分布与区域水资源条件呈现逆向分布（见图 1-2）。

（2）水资源供应短缺难以满足能源需求的快速增长

目前我国正处在工业化中期阶段、现代化建设第三步战略部署阶段以及城市化快速发展阶段，这一阶段的本质特征就是能源消费与需求的急剧上升。我国能源消费总量从 1992 年起就已超过了能源生产总量，已不能实现自给自足。为此，自 2001 年以来，我国积极提高能源的供给能力，2008 年中国能源产量是 2001 年的 2.15 倍，年均增长率 11.56%，中国已经成为全球第二大能源生产国。

预计未来中长期我国经济将保持中高速增长，对能源依赖性依然较强，能源需求总量仍将处于增长状态（见表 1-3，包括本课题总报告中三条发展路径的增长率预测。该图为示意图，涉及的陆域和海域疆界应以国家测绘部门的正式地图为准）。即使是低增长情景，2010—2015 年、2015—2020 年、2020—2030 年三个阶段的能源需求增长率显示，均处于增长状态。

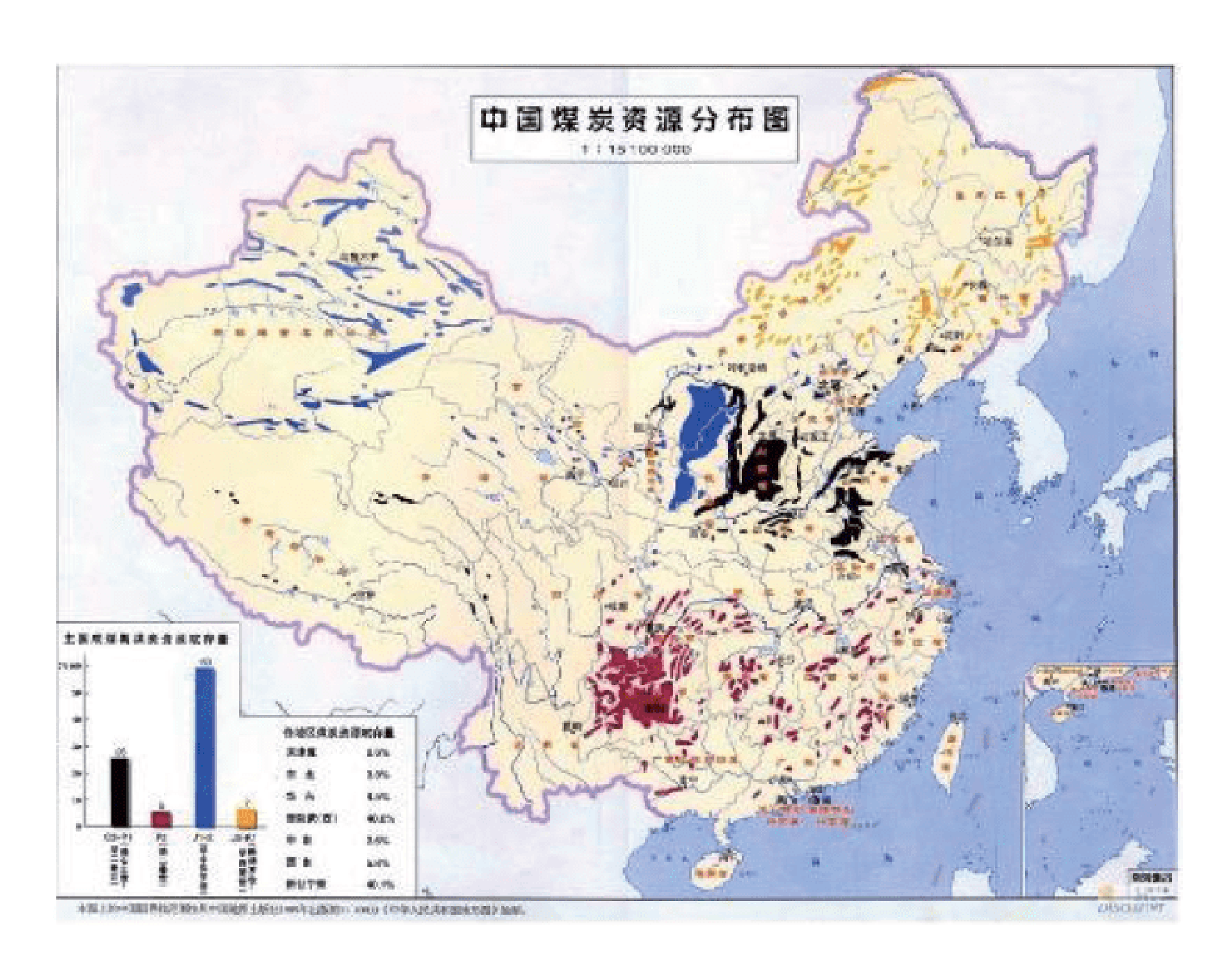


图 1-2　我国煤炭资源的分布

表 1-3　不同机构对中国能源需求增长率预测结果　　单位：%

研究机构		2005—2010 年	2010—2015 年	2015—2020 年	2020—2030 年
国际能源署 IEA(2009)		—	4.4	2.3	2.1
世界电气工业协会 EIA(2009)		6.3	3.2	3.2	2.3
日本能源经济研究所 IEEJ(2008)		8.4	9.1		9.4
国家能源局能源战略研究报告(征求意见稿 2009)	基准方案	6.3	3.5		1.9
	低方案	5.7	2.5		1.5
	高方案	7.0	4.5		2.5
内蒙古自治区能源经济发展战略研究(本课题)	高增长	—	4.9	3.1	1.4
	中等增长	—	4.3	2.5	1.1
	低增长	—	4.3	2.0	0.6

与我国能源生产与消费快速发展趋势不相适应的是由于人口数量不断增长、经济快速发展带来的水资源供应日益紧张的形势。研究分析表明，能源需求的快速增长与水资源供应日益短缺的矛盾日益加剧。根据相关流域综合规划的水资源供需状况预测：2020 年，在提高流域管理与调控，充分考虑开源与节流的前提下，除长江流域在平水年份和中等干旱年份可以支撑煤炭基地发展外，其余的大型煤炭基地都存在不同程度的水资源的供需缺口。

1.4.2　能源开发带来的水环境污染和水生态破坏对能源发展的约束

(1) 水环境污染加剧了水资源对能源发展的刚性约束

受排污总量、处理能力和水体自净能力的综合影响，我国水污染现状较为严重。2012 年，水利部布设 494 个省界断面监测评价，水功能区水质达标率仅为 47.4%，劣Ⅴ类河流断面占 19.8%，65.2%的湖泊富营养化，近海赤潮经常发生。另据建设部资料，我国设市城市

每年约有 200 亿 m^3 工业废水和生活污水未经处理直接排入水中，还有大量的未达标处理的废水被偷排、漏排，从而导致城市水污染状况持续加剧，造成流经城市的河段 90%左右受到污染，不少地方“有河皆污，有水皆污”。尽管我国近年来加大了水环境治理力度，致使局部地区水环境状况有所好转，但总体上水资源质量恶化的趋势尚未得到遏制，部分水体彻底或部分丧失了使用功能，部分水源地和供水水质不能满足水质标准要求。

（2）能源开发对水生态环境影响加深了水资源的约束程度

煤、水资源共存于同一地质体中，煤矿开采排水打破了地下水原有的自然平衡状态，形成以矿井为中心的降落漏斗，局部破坏了煤系含水层补、径、排关系，改变了地下水自然流场。地表水、地下水互相转化，互相补给，既影响了水质，又浪费了水资源，还造成了经济上的损失。

煤矿在开采的过程中对地表水造成的影响主要表现在地表基流方面。煤矿区的天然基流主要是靠基岩裂隙水的补给，就近排到河道。煤矿经过开采以后，就会形成一些矿坑，这样就造成矿坑周围的大部分基岩裂隙水排向了矿坑，不再排向河道，从而造成河道基流减少。随着采空区的逐年扩大，基岩裂隙也不断加深加大，造成地下水向矿坑进行聚集，使地表水与地下水之间的转化加快。有数据表明，在开采煤矿较为集中的地区有些河道已经出现断流的现象。在一些地方河道水量看着变化不大，主要是由于矿坑水排到了河道，天然基流量并不多，其实主要是矿坑废水。因此大量事实证明了地表水减少的主要原因是煤炭开采。

在煤矿的开采初期，开采规模不是很大，煤层还比较浅，即使煤矿矿坑涌水也主要是煤系地层本身，因而水质比较好，涌水量比较集中，涌水量也比较小。到了采煤中期，开采量越来越大，相应的采空区也越来越大，由于放炮震动和回采放顶，很容易造成煤层顶板破碎和塌陷。如果采空区上层断裂并且相互沟通，就会出现煤层以上的含水层之间相互渗透，再加上河道中的地表水沿塌陷区下渗补给，从而造成矿坑涌水量越来越大，水质也变得越来越差。相应地不断扩大了地下水降落漏斗，从而造成地下水的补排条件受到了破坏。矿坑涌水量在这一时期主要来源于地表水的补给和含水层的疏干水量。当形成一定规模的采空区时，渗透能力很强的地下降落漏斗也就形成。同时，由于一些原因形成的采煤地层裂缝就不断延伸，一旦地层的裂缝与地表裂缝相通，地表水就可以渗到地下，这样就形成了矿坑水。因此，煤矿的大量开采是造成区域地表水资源减少的重要原因之一[①]。

1.4.3 相关政策法规对能源发展约束

（1）水资源节约保护的法规对能源开发提出了硬性要求

我国长期以来对能源的安全供应非常重视，相对来说忽视了能源发展对资源环境的负面影响，导致能源开发、生产中的水资源、水环境问题日益严重。随着我国全面建设小康社会步伐的加快，能源需求的持续快速增长必将使我国的水资源、水环境保护面临更加沉重的压力。近年来，我国已出台的能源开发、生产活动中加强水资源、水环境保护的法律、法规主要包括：

《中华人民共和国水法》、《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国水污染防治法》、《中华人民共和国水土保持法》、《海洋环境保护法》、《固体废物污染环境防治法》、《煤炭

① 武艳丽、张卓然、李峰，《煤矿开采对水资源的影响及对策研究》，《河南科技》2013 年第 11 期。

法》、《节约能源法》、《可再生能源法》、《电力工业环境保护管理办法》、《海洋石油勘探开发环境保护管理条例》、《海洋石油开发工业含油污水排放标准》、《清洁生产标准——石油炼制业》等。此外，有些地方政府为了实现本地区的环境质量目标，也制定了一些相应的与能源活动有关的地方立法，如陕西省颁布了《陕西省煤炭石油天然气开发环境保护条例》，河北省出台了《河北省陆上石油勘探开发环境保护管理办法》，黑龙江省发布了《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》等。

另外，按照《国务院关于实行最严格水资源管理制度的意见》确立的水资源开发利用控制红线，到 2030 年全国用水总量控制在 7000 亿立方米以内；用水效率控制红线，到 2030 年用水效率达到或接近世界先进水平，万元工业增加值用水量（以 2000 年不变价计，下同）降低到 40 立方米以下，农田灌溉水有效利用系数提高到 0.6 以上；水功能区限制纳污红线，到 2030 年主要污染物入河湖总量控制在水功能区纳污能力范围之内，水功能区水质达标率提高到 95%以上。

为实现上述目标，到 2015 年，全国用水总量力争控制在 6350 亿 m^3 以内；万元工业增加值用水量比 2010 年下降 30%以上，农田灌溉水有效利用系数提高到 0.53 以上；重要江河湖泊水功能区水质达标率提高到 60%以上。到 2020 年，全国用水总量力争控制在 6700 亿立方米以内；万元工业增加值用水量降低到 65m^3 以下，农田灌溉水有效利用系数提高到 0.55 以上；重要江河湖泊水功能区水质达标率提高到 80%以上，城镇供水水源地水质全面达标①。

这些法律、法规，以法律的形式对能源开发及产业链的各用水环节进行了规范，明确禁止各种破坏水环境、水资源的行为，从水资源保护、水资源可持续利用方面对能源开发区域的水量、地表及地下水环境、可能造成影响的用水、排水各环节进行了约束。

（2）最严格水资源管理制度等水公共政策的实施对能源开发形成了规范性约束

最严格水资源管理制度的核心就是要通过严格实行用水总量控制、全面推进节水型社会建设、严格控制入河湖排污总量以及建立水资源管理责任和考核制度，确立水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污三条红线。设置水资源开发利用红线，控制社会经济用水总量，是保障自然生态环境基本用水需求、维持水资源的可持续利用的重要途径。在这一管理要求下，由于水资源开发利用已经处于较高水平，未来北方地区社会经济供水总量增量空间将受到严格限制，能源行业用水需求面临严峻的挑战。此外，最严格水资源管理、水功能区限制纳污红线对于未来区域水体环境保护、污染防治划定了刚性红线指标，以限制高污染行业的发展，这也对传统能源行业提出了更高的要求。

① 《国务院关于实行最严格水资源管理制度的意见》，2012-02-16，http://zfs.mep.gov.cn/fg/gwyw/201202/t20120216_223549.htm

第二章　我国煤炭产业链[①]延伸发展现状及未来形势

2.1　煤炭发展现状与未来形势

2.1.1　煤炭资源现状

(1) 煤炭总量

根据相关预测评价结果，全国共圈定煤炭资源预测区 2880 个，总面积 42.84 万 km^2。全国 2000 米以内煤炭资源总量 5.9 万亿 t，其中，探明煤炭资源储量 2.02 万亿 t，预测资源量 3.88 万亿 t。2013 年全国煤炭产量完成 37 亿 t 左右，全年消费 36.1 亿 t。按煤炭储量 2.02 万亿 t 来计算，约可供开采 546 年。

(2) 煤炭资源分布

富煤、贫油、少气是中国先天的资源禀赋特征，煤炭占中国化石能源储量的 96%，煤炭资源的总体分布格局是西多东少、北多南少。中西部 12 个省(直辖市、自治区)煤炭产量占全国产量的 67.7%。其中“三西”地区(内蒙古西部、山西、陕西)是中国主要产煤地区，煤炭产量占比达 50.5%；昆仑山-秦岭-大别山以北的北方地区保有资源量占全国的 90% 以上，以南的南方地区占比不足 10%，且主要分布在贵州和云南两省。就煤炭消费而言，经济发达的东部地区煤炭消费占全国煤炭消费总量的 66.7%。但东部地区煤炭资源匮乏。煤炭产量占全国总产量的比重仅为 32.3%，东南沿海五个煤炭消费大省(直辖市)产量总和不足全国总产量的 2%。中国这种煤炭资源分布的固有特征以及煤炭消费的区域性差异决定了北煤南运、西煤东调的格局难以改变，并且随着未来东部地区煤炭资源的逐步枯竭，东部地区尤其是东南沿海地区煤炭净调入量将进一步加大。

(3) 煤炭能源基地

根据《煤炭工业“十二五”发展规划》，“十二五”末建设全国 14 个大型煤炭生产基地(表 2-1)，其中神东、晋北、晋中、晋东、陕北大型煤炭基地处于中西部地区，主要担负向华东、华北、东北等地区供给煤炭，并作为“西电东送”北通道电煤基地。冀中、河南、鲁西、两淮基地处于煤炭消费量大的东中部，担负向京津冀、中南、华东地区供给煤炭。蒙东(东北)基地担负向东北三省和内蒙古东部地区供给煤炭。云贵基地担负向西南、中南地区供给煤炭，并作为“西电东送” 南通道电煤基地。黄陇(含华亭)、宁东基地担负向西北、华东、中南地区供给煤炭。基地内煤炭产量占全国 90% 以上；形成 10 个亿 t 级、10 个 5000 万 t 级的特大型煤炭企业，煤炭产量占全国 60% 以上；全国煤矿数量减少到 1 万处以下；煤矿采煤机械化程度达到 75% 以上，大型煤炭企业的科技贡献率达到 45% 左右。

---

① 这里的“**煤炭产业链延伸发展**”主要指煤炭开采、煤炭发电、煤化工。

表 2-1　我国的 14 个大型煤炭基地

编号	基地名称	所在省份	所在城市	备注
1	神东	内蒙古	鄂尔多斯、乌海、包头	鄂尔多斯盆地
2	蒙东	内蒙古	锡林郭勒、赤峰、呼伦贝尔、通辽、兴安	蒙东综合能源基地
3	宁东	宁夏	银川、吴忠	鄂尔多斯盆地
4	晋北	山西	大同、朔州、吕梁、忻州	山西综合能源基地
5	晋中	山西	太原、晋中、运城、临汾	山西综合能源基地
6	晋东	山西	长治、阳泉、晋城	山西综合能源基地
7	陕北	陕西	榆林、延安	鄂尔多斯盆地
8	黄陇	甘肃、陕西	平凉、庆阳、铜川、咸阳	鄂尔多斯盆地
9	新疆	新疆	阿克苏、巴音郭楞、昌吉、哈密、伊犁、克拉玛依、塔城、吐鲁番、乌鲁木齐	新疆综合能源基地
10	冀中	河北	唐山、邯郸、张家口、邢台、承德	
11	河南	河南	平顶山、郑州、商丘、三门峡、许昌、新乡、鹤壁、洛阳、焦作	
12	两淮	安徽	淮南、淮北	
13	鲁西	山东	济宁、枣庄、泰安、菏泽、烟台	
14	云贵	贵州、云南	六盘水、毕节、安顺、遵义、曲靖、昭通、红河、丽江、昆明	西南综合能源基地

(4) 发展基础

首先,生产技术水平大幅提升,形成了一批现代化煤矿。2011 年,全国煤炭产量 36.1 亿 t,比 2005 年增加 13.5 亿 t;装备现代化、管理信息化、年产 120 万 t 及以上的大型煤矿 661 处,产量 18.8 亿 t,占全国的 58%;建成安全高效煤矿 359 处,产量 10.2 亿 t;千万吨级煤矿 40 处,产量 5.6 亿 t;采煤机械化程度 65%左右。原煤入选能力 17.5 亿 t/年,入选原煤 16.5 亿 t。

其次,大型煤炭基地建设稳步推进。统筹大型煤炭基地开发建设,一批大型矿区已成为综合能源基地的主体。2010 年,14 个大型煤炭基地产量 28 亿 t,占全国的 87%; 10 个基地煤炭产量超过亿 t,其中神东 5.6 亿 t,晋北和蒙东超过 3 亿 t,云贵、晋东和河南超过 2 亿 t。

再次,淘汰落后产能成效显著。小煤矿数量和产量大幅度减少,全国累计关闭小煤矿 9616 处,淘汰落后产能 5.4 亿 t。2010 年,年产能 30 万 t 以下小煤矿减少到 1 万处以内,产量比重由 2005 年的 45% 下降到 22%。

另外,资源综合利用取得了新进展。11 家煤炭企业列入国家循环经济试点,形成了各具特色的矿区循环经济典型模式。2010 年,全国煤层气(煤矿瓦斯)抽采量 90 亿 m^3,利用量 35 亿 m^3;洗矸、煤泥和中煤综合利用发电装机容量 2600 万千瓦,利用低热值资源 1.3 亿 t,相当于回收 4200 万 t 标准煤,少占压土地 300 公顷;矿井水利用率 59%;土地复垦率 40%。

2.1.2 煤炭资源未来趋势

从国际上看，世界煤炭需求总量增加，发达经济体煤炭需求平稳，新兴经济体煤炭需求增长。2010 年世界煤炭产量 53.3 亿吨标准煤，比 2005 年增加 9.5 亿吨标准煤，其中我国占增量的 74.7%；2010 年世界煤炭消费量 50.8 亿吨标准煤，比 2005 年增加 7.8 亿吨标准煤，其中我国占增量的 91%。但受世界经济发展不确定性影响，以及应对气候变化减少温室气体排放的要求，煤炭需求增速放缓。

从国内看，国民经济继续保持平稳较快发展，工业化和城镇化进程加快，煤炭消费量还将持续增加。考虑到调整能源结构、保护环境、控制 PM2.5 污染等因素的影响，煤炭在一次能源结构中的比重将明显下降。合理控制煤炭消费总量，限制粗放型经济对煤炭的不合理需求，降低煤炭消费增速，也是煤炭工业可持续发展的客观需要，东中部煤矿转产和资源型城市转型难度大，西部生态环境脆弱，实现安全发展、节约发展、清洁发展任务艰巨。

随着 14 个大型煤炭基地建设稳步推进，煤炭行业集约化程度和生产供给能力总体增强。但是煤炭生产将受到需求疲软、运输瓶颈、国内价格总体回调等因素影响，煤矿产能利用率将明显下降。总体来看，煤炭供需有望保持基本平衡，但是产能过剩问题将持续相当长时间。分区域开看，“三西”地区产量增速高于需求增长，净调出量增加；东南沿海地区需求增速回落。

2.2 煤电发展现状与未来形势

2.2.1 煤电发展现状

(1) 煤电发展概况

2012 年，全国电厂发电设备装机容量 11.5 亿千瓦，同比增长 7.93%。其中水电 24947 万千瓦，同比增长 7.08%，占总发电设备装机容量的比重为 22%；火电 81968 千瓦，同比增长 6.68%，占总发电设备装机容量的比重为 71%；核电 1257 万千瓦，占总发电设备装机容量的比重为 1.09%，风电 6142 万千瓦，同比增长 32.86%，占总发电设备装机容量的比重为 5.36%。

2012 年全国全口径发电量 49865 亿千瓦时，同比增长 5.41%，其中水电发电量占全部发电量的 17.16%，比 2011 年同期增加 28.06%，火电发电量占全部发电量的 78.72%，比 2011 年同期提高 0.65%，核电、并网风电发电量占全部发电量的比重分别为 1.97% 和 2.07%。比2011 年同期分别提高 12.75% 和 39.15%。

(2) 主要特征

发电效率提高。当前中国近 50% 的煤炭用于发电，而中国电力中 80% 是火力发电，煤炭的高效和清洁化利用主要体现为煤炭发电的高效和清洁。近年来中国通过“上大压小”和“关停小火电”等措施，淘汰一批落后火电技术，火电效率明显提高，2011 年供电煤耗降低至 330 克标准煤/千瓦时，近 11 年累计下降 62 克标准煤/千瓦时，效率提高 16%。但中国火力发电技术与国际先进水平相比仍有至少 27 克标准煤/千瓦时的差距，火电利用率还有较大的提升空间。

电力供应能力持续增强。2011 年全年新增装机 8976 万千瓦，全国全口径发电装机容

量超过 10.5 亿千瓦，同比增长约 9%。电网输送能力继续提高，2011 年底，全国 220 千伏及以上输电线路回路长度达 48 万千米、变电容量达 22 亿千伏安，同比分别增长 7.9%和 10.5%。电力生产形势良好，2011 年规模以上电厂发电量 4.7 万亿千瓦时，同比增长 11.7%。

时段性供需矛盾突出。受来水偏枯导致水电出力下降、煤电供应、电源电网结构性失调、部分省份装机不足、经济和电力需求增长较快等因素的影响，部分地区、高峰时段供需矛盾比较突出。

(3) 制约因素

温室气体排放控制要求构成硬约束。受到温室气体排放总量的限制，温室气体的减排目标将由相对量的减排过渡到相对量减排与绝对量减排并存的状况，对煤电发展形成硬约束条件。

能源独立要求将成为硬约束。中国在未来的发展中需要一个以能源独立为基础、以广泛国际能源合作为补充的能源系统作为国家发展的坚实基础，对能源独立程度和进程的判断决定着煤电发展的战略。

中国页岩气开发的进展是煤电发展的不确定制约因素。中国页岩气的发展对煤电并不直接构成硬约束条件，但却直接影响煤电的规模、布局、功能和利用率等。

2.2.2　煤电未来趋势

(1) 布局改变

《2014 年能源工作指导意见》(以下简称《意见》)印发，在煤电发展计划中特别提出，我国计划在“十二五”期间建设 16 个大型煤电基地，2014 年鄂尔多斯、锡盟、晋北、晋中、晋东、陕北、宁东、哈密、准东等 9 个煤电基地开工和启动同期工作规模 7000 万千瓦，达到占全国煤电总装机比重 8%的目标。

东部煤电发展空间所剩无几。东部地区特别是京津冀、长三角和南部的珠三角等区域煤电发展“紧箍”越来越紧，在新建项目的审批上，只保留了“上大压小”的出路：现有多台燃煤机组装机容量合计达到 30 万千瓦以上的，可按照煤炭等量替代的原则改建为大容量机组。区域内的煤炭消费总量被限定，新上煤电机组不再给予新增煤炭消费指标，“以煤定电”使得东部和南部地区只有选择大容量、高能效、低排放机组。

《意见》提出，2014 年我国力争实现煤电脱硫比重接近 100%，火电脱硝比重达到 70%。同时安排电力行业脱硫、脱硝、除尘改造工程，加大节能减排监管力度，2015 年前完成京津冀、长三角、珠三角区域燃煤电厂污染治理设施建设和改造。

此外，东部地区现有小火电机组淘汰速度也在加快，在一定程度上影响了东部火电的整体规模。2013 年 9 月，环保部等 6 部委联合印发《京津冀及周边地区落实大气污染防治行动计划实施细则》，明确到 2017 年底，天津市行政辖区内燃煤机组装机容量控制在 1400 万千瓦以内；河北省全部淘汰 10 万千瓦以下非热电联产燃煤机组，启动淘汰 20 万千瓦以下的非热电联产燃煤机组。

西部煤炭基地撑起煤电基地。《“十二五”规划纲要》提出，为了满足全国能源增长的需求，将在“十二五”期间建设山西、鄂尔多斯、内蒙古东部地区、西南地区和新疆五大国家综合能源基地，煤电是这些能源基地的主要内容。《煤炭工业发展“十二五”规划》中进一步明确提出，“十二五”期间要重点建设 14 个大型煤炭基地，同时，依托煤炭基地资源优势，“十二

五”期间将在蒙、新、晋、陕、甘、宁、黔等省(自治区)建设16个大型煤电基地,包括:晋东南、晋中、晋北、陕北、彬长、宁东、准格尔、鄂尔多斯、锡林郭勒、呼伦贝尔、霍林河、宝清、哈密、准东、伊犁、淮南、陇东以及贵州。

(2) 供求增加

《能源发展“十二五”规划》提出,“十二五”时期全国新增煤电机组3亿千瓦,再加上3000万千瓦气电,火电新增总规模达到3.3亿千瓦,年均6600万千瓦。根据前3年火电装机完成情况来看,2011年新增5886万千瓦,2012年新增5065万千瓦,2013年新增3650万千瓦,3年均低于计划年均水平,且下降趋势明显。

中电联曾于2011年发布《中国电力行业发展规划研究报告》,预测“十二五”期间,全国电力装机年均增加将超过9000万千瓦,其中煤电装机每年平均有5000万～6000万千瓦的新增规模,2015年全国电力装机容量将达到14.37亿千瓦,比2010年底增加4.75亿千瓦。在风电等新能源在我国发电装机中占比逐渐上升,燃煤发电受煤炭消费总量控制很难得到更大规模发展的大背景下,西部煤电基地在接下来两年的突飞猛进或将彻底改变我国的火电布局。

(3) 技术发展

到2020年,中国电力需求将达1000GW以上,其中煤电约占65%。新建燃煤电站主要采用600MW机组,大力发展超临界机组,2011年中国已经启动700℃超超临界发电机组的研发,这将为中国未来火电技术提升奠定坚实基础(见表2-2)。700℃超超临界机组供电煤耗将比当前平均供电煤耗每千瓦时减少120克标准煤(gce)以上,效率可以提高近1/3。按2011年发电量计算,如果火电装机中700℃超超临界机组比例达到30%,则可节约标煤1.4亿t,减少二氧化碳排放3.8亿t。

表2-2 主要煤炭发电技术参数比较

参数名称	蒸汽温度(℃)	蒸汽压力(MPa)	热效率(%)	煤耗(gce/kWh)
中温中压	435	35	24	480
高温高压	500	90	33	390
超高压	535	13	35	360
亚临界	545	17	38	324
超临界	566	24	41	300
超超临界	600	27	43	284
700℃超超临界	700	35	46以上	210

2.3 煤化工发展现状与未来形势

2.3.1 煤化工发展现状

(1) 煤化工现状分析

传统煤化工行业(包括焦化、合成氨、电石和甲醇)是中国国民经济的重要支柱产业,其产品广泛用于农业、钢铁、轻工和建材等相关产业,对拉动国民经济增长和保障人民生活具

有举足轻重的作用。

目前,我国传统煤化工产品生产规模均居世界第一,合成氨、甲醇、电石和焦炭产量分别占全球产量的32%、28%、93%和58%。但是我国传统煤化工产品处于阶段性供大于求状态,产能均有一定的过剩,主要是结构性过剩,随着淘汰落后产能政策的实施和产业向中西部资源地转移,总量会保持稳定增长,但产业结构会有较大改善,竞争力会进一步增强。

我国的新型煤化工行业(包括煤制烯烃、煤制油、煤制天然气和煤制乙二醇等)处于示范发展阶段。新型煤化工项目投资巨大,技术复杂,耗水量大,温室气体排放量较高。考虑到资源和生态环境的承载力,新型煤化工应定位为战略性产业,作为石油化工的补充,有控制地发展。

(2) 现状布局

我国煤炭资源和水资源基本呈逆向分布。以内蒙古、宁夏、陕西、山西交汇的黄河中上游为例,该地区煤炭资源富集,但约有40%位于半干旱地区,其水资源量仅占全流域的24.6%,人均水资源量不足黄河流域人均水资源量的一半。在难以改变客观环境的条件下,解决之道无外乎"开源节流"。国家在重点布局煤化工基地的同时,加强当地的水资源开发和利用。新疆、内蒙古、陕西等是中国发展新型煤化工的重点地区,根据规划,我国将在内蒙古、陕西、山西、云南、贵州、新疆等地选择煤种适宜、水资源相对丰富的地区,重点支持现代新型煤化工升级示范工程建设。

从布局上看,重点项目分布于:①综合示范区:主要位于新疆伊犁、新疆准东;②其他示范项目:内蒙古(西部在鄂尔多斯,东部在兴安盟)、陕西(榆林地区)、山西(晋北、晋中和晋东)、宁夏(宁东能源化工基地)、安徽(淮南、淮北)、云南、贵州等地。新疆煤炭资源丰富,发展潜力很大,特别是伊犁和准东,成为新型煤化工的热点地区;陕西、内蒙古、宁夏等地受煤价影响,煤化工发展有较强针对性,重点发展煤制烯烃等竞争力较强的产业。

(3) 技术路径

从技术路径上看,如前所述,综合技术成熟度、经济性、市场空间、能源转换效率等因素,新型煤化工的发展前景排序为:煤制天然气>煤制烯烃>煤制乙二醇>煤制油;主要指标比较:①能源转换效率:煤制天然气>煤制烯烃>煤制乙二醇>煤制油;②技术成熟度:煤制烯烃>煤制乙二醇>煤制天然气>煤制油;③市场需求:煤制天然气>煤制烯烃>煤制乙二醇>煤制油。目前,神华、中煤、潞安、兖矿等煤炭企业主要投资于煤制天然气、煤制烯烃、煤制油这三类项目,这些项目主要由集团公司进行操作,神华集团建成世界上首个产能108万吨煤炭直接液化项目。

据统计,截至目前,已经获批文的新型煤化工项目达16个。包括9个煤制气项目(640亿m^3)、5个煤制烯烃项目(300万t)、2个煤制油项目(580万t)。

(4) 制约因素

煤化工是将煤炭转换成为另一种化石能源或化工产品,不是直接获取能源,这是煤化工固有的先天缺陷。从转换效率来看,即使采用最先进技术,煤制气效率为29%,煤制油效率35%,并没有突出优势。且煤化工耗水量巨大,煤制油生产1t油需要投入至少8t水,而中国煤炭资源与水资源的逆向分布更加剧了这一矛盾(见表2-3)。煤炭资源集中于西北和东北地区,而这些地区普遍较为缺水,很难支撑大规模的煤化工发展,形成很强的资源和环境约束。

表 2-3　煤化工产品耗能情况

项目	单位	耗水量	耗煤量
煤制甲醇	t/t	9.2～11.8	1.8～2.29
煤制气	t/万 m^3	67	46
煤制油	t/t	8.3～15.4	3.8～4.8

2.3.2　煤化工未来趋势

(1) 受资源环境和政策环境等因素影响

《关于抑制部分行业产能过剩和重复建设引导产业健康发展若干意见的通知》(国发〔2009〕38号)规定,传统煤化工重复建设严重,产能过剩30%,在进口产品的冲击下,2009年上半年甲醇装置开工率只有40%左右。目前煤制油示范工程正处于试生产阶段,煤制烯烃等示范工程尚处于建设或前期工作阶段,但一些地区盲目规划现代煤化工项目,若不及时引导,势必出现"逢煤必化、遍地开花"的混乱局面。根据《国家发展改革委员会关于规范煤制天然气产业发展有关事项的通知》(发改能源〔2010〕120号)的相关规定,在国家出台明确的产业政策之前,煤制天然气及配套项目由国家发展改革委统一核准。各级地方政府应加强项目管理,不得擅自核准或备案煤制天然气项目。

所以,煤化工发展不仅要考虑煤资源的合理利用,更要考虑到环境容量、水资源及市场等制约因素,还必须从政策出发,煤化工发展必须符合国家节能减排工作的要求,要从全生命周期的角度,全面评价煤化工产品能源利用效率和二氧化碳排放对环境的影响。

(2) 能源基地现状与布局发展煤化工产业

由于现代新型煤化工对GDP和就业的拉动作用巨大,在具有丰富煤炭资源的区域,地方政府对发展新型煤化工的热情普遍较高。根据各地区的"十二五"规划,从全国范围来看,新疆、山西、陕西、宁夏、内蒙古、贵州等地区的煤炭替代工程投资额最高,其中新疆、山西和陕西的计划投资额分别达8773亿元、8000亿元、5557亿元。

第三章　内蒙古自治区煤炭基地水资源形势分析

我国规划重点建设鄂尔多斯、蒙东、山西、新疆、西南 5 大综合能源基地和 14 个煤炭基地，其中 2 个基地在内蒙古自治区境内，即蒙东能源基地和神东能源基地。为了精细研究水资源对能源发展的影响，本次以神东和蒙东 2 个能源基地为基本研究对象，结合国家的其他 12 个煤炭基地做比较分析。研究重点包括能源基地水资源情势、供需水状况和适配性分析，以期为能源发展规划及其用水保障提供相应决策支撑。

3.1　煤炭基地水资源状况

神东煤炭基地多年平均降雨量在 168～286mm，蒙东煤炭基地则在 265～442mm，相比于南方地区的煤炭基地，内蒙古地区降水较少，且神东基地形势较蒙东地区而言更加严峻。两个煤炭基地多年平均水资源总量为 511.25 亿 m^3，占 14 个煤炭基地水资源总量的 22.1%，但神东基地的水资源量仅为 37.43 亿 m^3，不到蒙东基地水资源量的 1/12。神东基地人口不到蒙东基地人口的 1/2，因此神东基地的人均水资源量约为蒙东基地的 1/5，为人均 718m^3。相比于山西和陕西的煤炭基地，虽然多年平均降水量有所不及，但胜在人口数量较少，神东基地的人均水资源量除了跟陕北基地相接近外，晋东、晋中、晋北、黄陇基地均不足 450m^3，而新疆煤炭基地的形势与蒙东地区相比，除了多年平均降雨量明显较少外，其余指标都十分接近（见表 3-1，神东和蒙东基地以及全国共 14 个煤炭基地的水资源本底条件）。

表 3-1　14 个大型煤炭基地水资源本底条件

编号	煤炭基地名称	多年平均降雨量（mm）	多年平均水资源总量（亿 m^3）	人口（万人）	人均水资源量（m^3）
1	神东	168～286	37.43	522	718
2	蒙东	265～442	473.82	1269	3735
3	宁东	196～255	1.85	330	56
4	晋北	406～498	48.15	1203	400
5	晋中	467～574	46.64	1720	271
6	晋东	526～630	28.99	707	410
7	陕北	394～534	40.35	558	724
8	黄陇	468～610	38.29	1094	350
9	新疆	47～220	441.13	1350	3268

续表

编号	煤炭基地名称	多年平均降雨量（mm）	多年平均水资源总量（亿 m^3）	人口(万人)	人均水资源量（m^3）
10	冀中	391～576	105.83	3167	334
11	河南	546～821	127.00	4963	256
12	两淮	851～887	18.30	459	398
13	鲁西	665～802	134.97	3278	412
14	云贵	983～1396	775.64	4172	1859
合计		168～1396	2318.39	24790	935

如图 3-1 所示，就煤炭基地的地理位置来看，除云贵煤炭基地和两淮煤炭基地处于我国水资源较丰富的区域之外，其余煤炭基地都处于干旱或半干旱地区。尤其是神东、陕北、黄陇以及晋中、晋北、晋东和新疆煤炭基地均处于黄河中上游缺水地区和西北内陆河流域缺水地区，能源产业受到水资源约束显著。

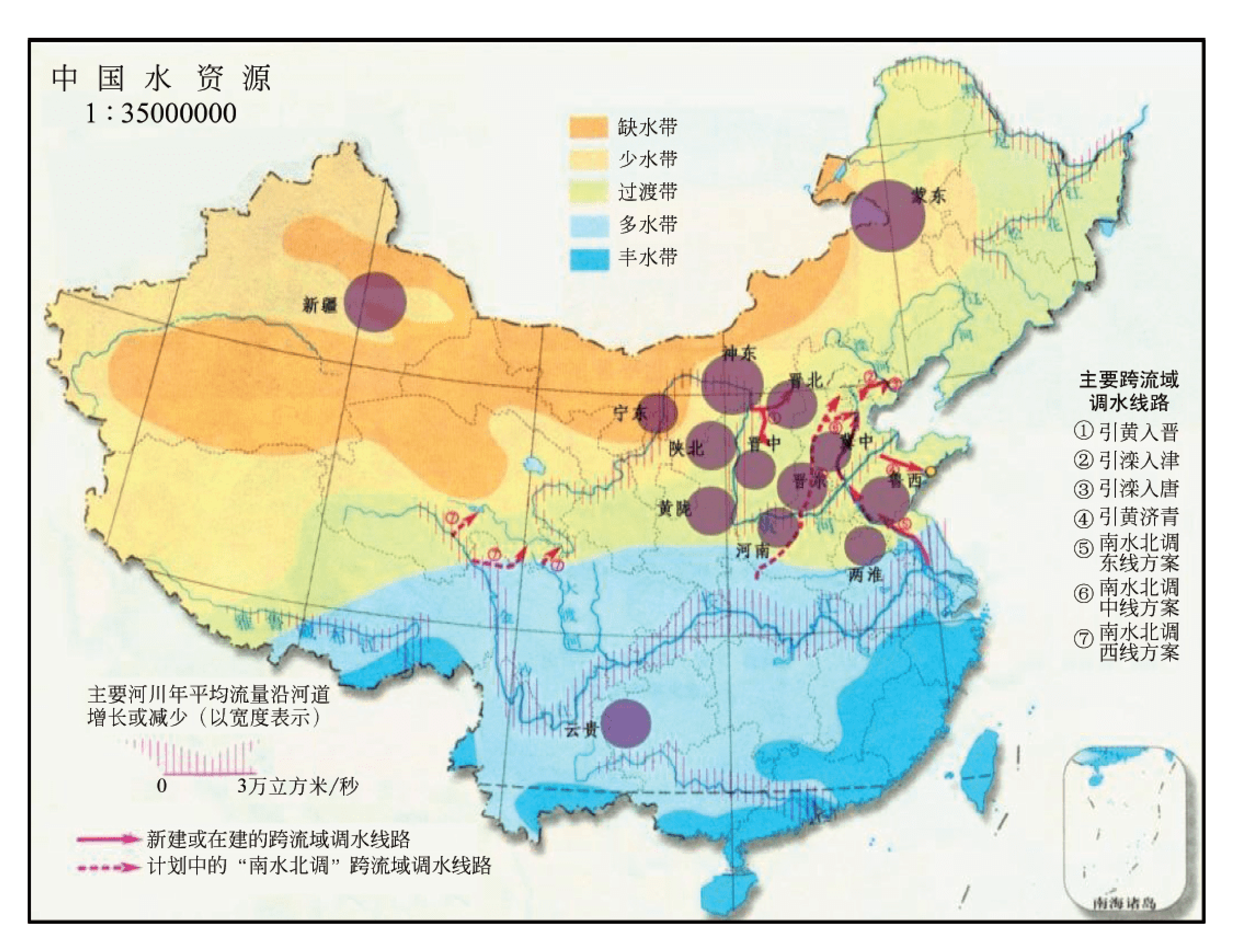


图 3-1　全国水资源分布情况

就 14 个大型煤炭基地整体情况来看，多年平均人均水资源量仅为 935m^3，远低于全国平均水平 2100m^3。14 个大型煤炭基地中，只有蒙东、新疆和云贵煤炭基地人均水资源量超过了 1000m^3，但蒙东、新疆煤炭基地主要是由于人口相对较少的原因，区内降水量少，河流

发育程度低，不重复地下水资源量较少，主要依靠过境河川径流量。宁夏、山西、陕西、河北、河南和山东省的几大能源基地水资源本底条件差，建设发展的水资源约束更为显著。

3.2　重点煤炭基地用水现状

内蒙古煤炭行业的用水量相比于山西、陕西、新疆等西部省份相对较大，尤其煤化工行业，更是在所有煤炭基地中用量甚大，仅神东基地的煤化工用水量就达到了所有煤炭基地煤化工用水总量的41.6%，而蒙东基地则又占去24.7%。煤炭开采用水和煤电用水量虽不及南方两淮和云贵基地的体量大，但这两个基地的煤化工用水量目前为零。总体而言，神东基地的煤炭工业在工业当中的用水权重较大，为53.6%，仅次于两淮基地的76.6%和陕北基地的56.0%，而蒙东基地只有28.6%(见表3-2)。

表3-2　重点能源基地用水现状　　（水量单位：亿 m^3）

编号	煤炭基地名称	能源用水量				社会经济现状用水量	占社会经济用水比例	工业用水量	占工业用水比例
		煤电	煤炭	煤化工	合计				
1	神东	1.26	1.53	1.01	3.80	29.15	13.0%	7.09	53.6%
2	蒙东	1.33	1.41	0.60	3.34	82.42	4.1%	11.68	28.6%
3	宁东	0.52	0.28	0.35	1.14	42.84	2.7%	2.99	38.1%
4	晋北	0.78	1.39	0.00	2.17	23.69	9.2%	4.81	45.1%
5	晋中	0.58	0.57	0.00	1.15	36.68	3.1%	5.73	20.1%
6	晋东	0.90	0.92	0.08	1.90	13.01	14.6%	4.95	38.4%
7	陕北	0.16	1.23	0.06	1.45	9.96	14.6%	2.59	56.0%
8	黄陇	0.53	0.29	0.00	0.82	17.45	4.7%	3.39	24.2%
9	新疆	0.54	0.56	0.17	1.27	353.70	0.4%	10.95	11.6%
10	冀中	0.90	0.61	0.00	1.51	84.53	1.8%	13.34	11.3%
11	河南	6.10	0.85	0.16	7.10	112.33	6.3%	37.01	19.2%
12	两淮	7.15	1.71	0.00	8.86	22.91	38.7%	11.57	76.6%
13	鲁西	1.41	0.66	0.00	2.07	75.98	2.7%	7.59	27.3%
14	云贵	4.49	3.08	0.00	7.57	104.52	7.2%	31.22	24.2%
总计		26.65	15.09	2.43	44.15	1009.17	154.90	4.4%	28.5%

从全国来看，2012年14个大型能源基地涉及的66个地市级行政区域社会经济用水量为1009.2亿 m^3，其中工业用水量为154.9亿 m^3。能源用水总量为44.15亿 m^3，占当地社会经济用水总量4.4%，占当地工业用水量的28.5%，如表3-2所示。就各个煤炭基地来看(见图3-2)，能源行业用水占当地工业用水总量的比重有显著差异，其中神东、陕北、两淮三大煤炭基地能源行业用水量占当地工业用水的比例在50%以上，新疆、冀中两大煤炭基地能源行业用水量占当地工业用水的比例最低，为11%，其余几大煤炭基地这个比例在20%至45%之间。神东用水量无疑非常大。

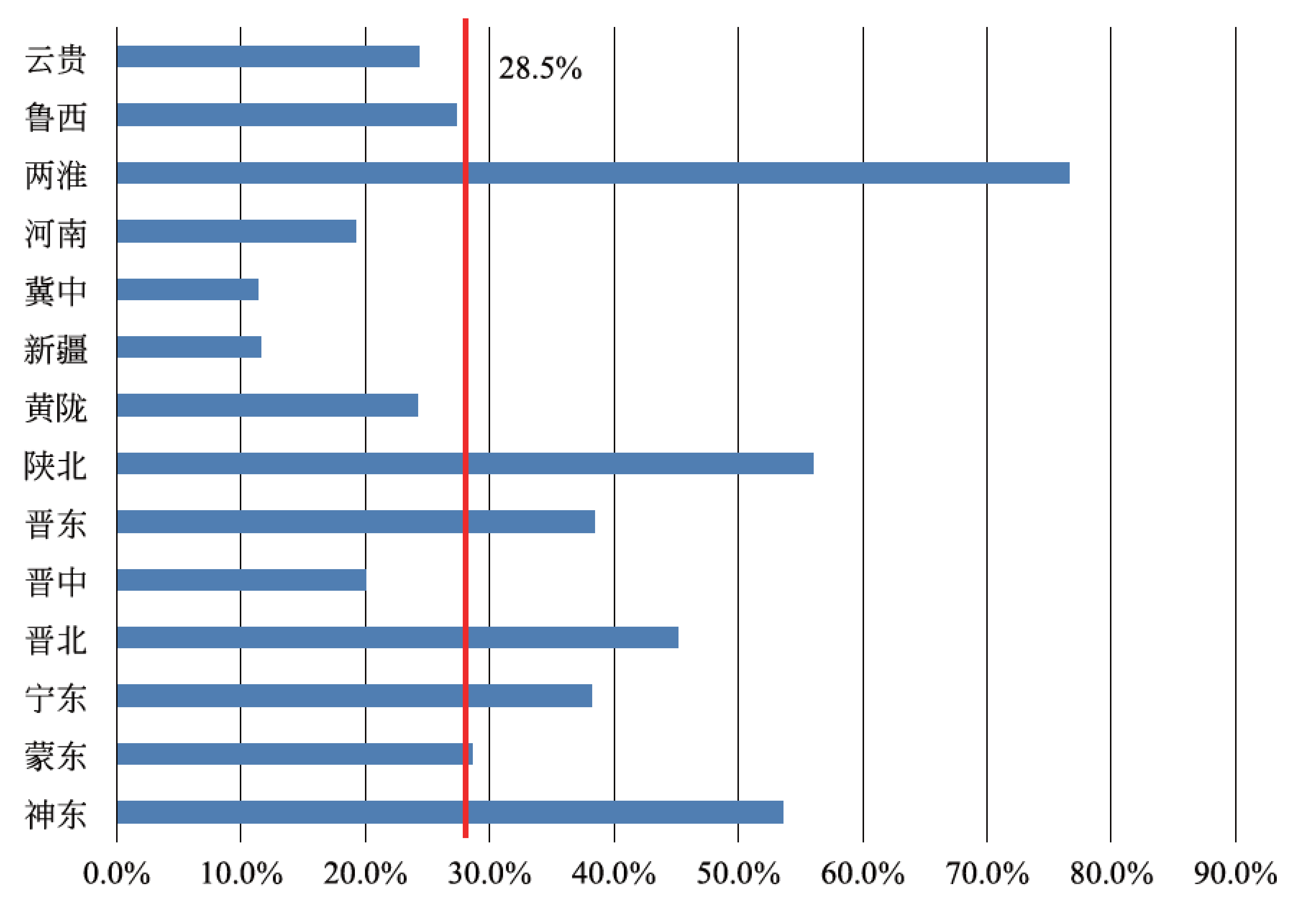


图 3-2　重点煤炭基地能源产业用水量占当地工业用水比例

2012 年 14 个大型煤炭基地能源产业用水总量为 44.15 亿 m^3，其中煤电、煤炭、煤化工用水总量分别为 26.65 亿 m^3、15.09 亿 m^3 和 2.43 亿 m^3，分别占到煤炭基地用水总量的 60%、34%和 6%（见图 3-3）。

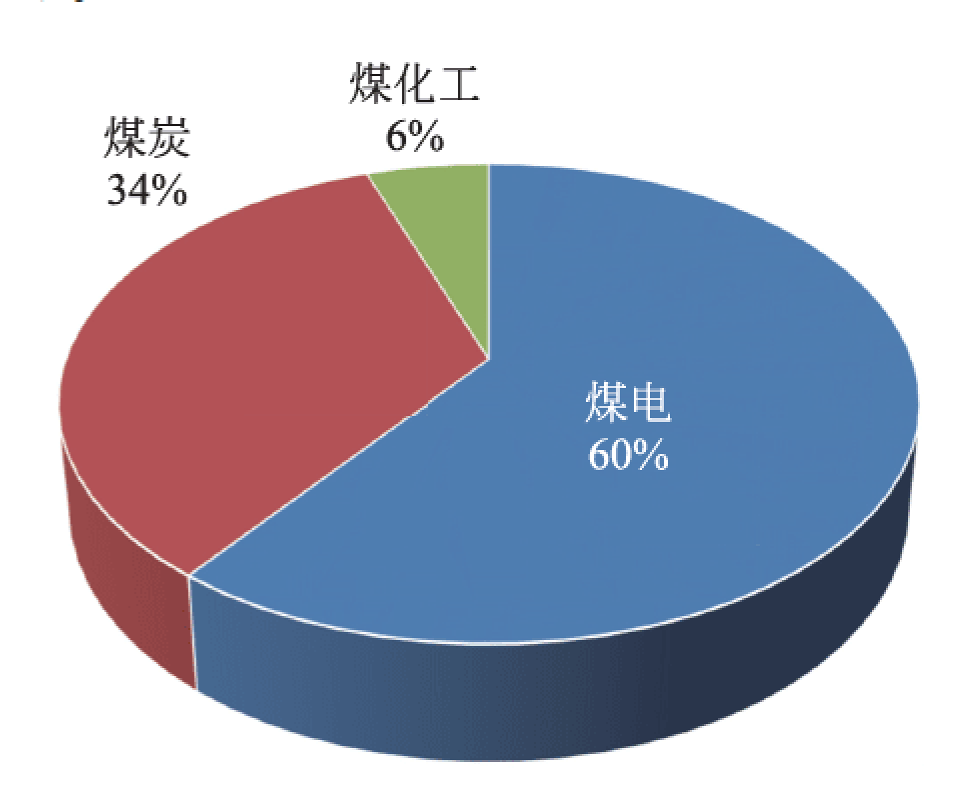


图 3-3　重点能源基地整体用水结构

从各煤炭基地来看，黄陇、河南、两淮、鲁西、云贵等五大煤炭基地，以煤电用水为主，煤电用水占基地能源行业用水总量的 60%；晋北、陕北两大煤炭基地以煤炭用水为主，煤炭用水占基地能源行业用水总量的 64%以上。总体来讲，煤化工现状用水量较低，仅宁东、神东两大煤炭基地的煤化工用水量占基地能源行业用水总量的 20% 以上（见图 3-4）。但未来随着煤化工项目的逐步延伸，煤化工用水量会迅速增加。

2020 年内蒙古煤电用水量将是 2012 年的近 2.5 倍，煤化工用水量将至少增加 1 倍。2030 年，煤电用水将增长到相对于目前的 5～6 倍，煤化工至少增长到目前的 3 倍，煤炭开采的需水量也将增长。届时内蒙古神东、蒙东煤炭基地将处于严重缺水状态。

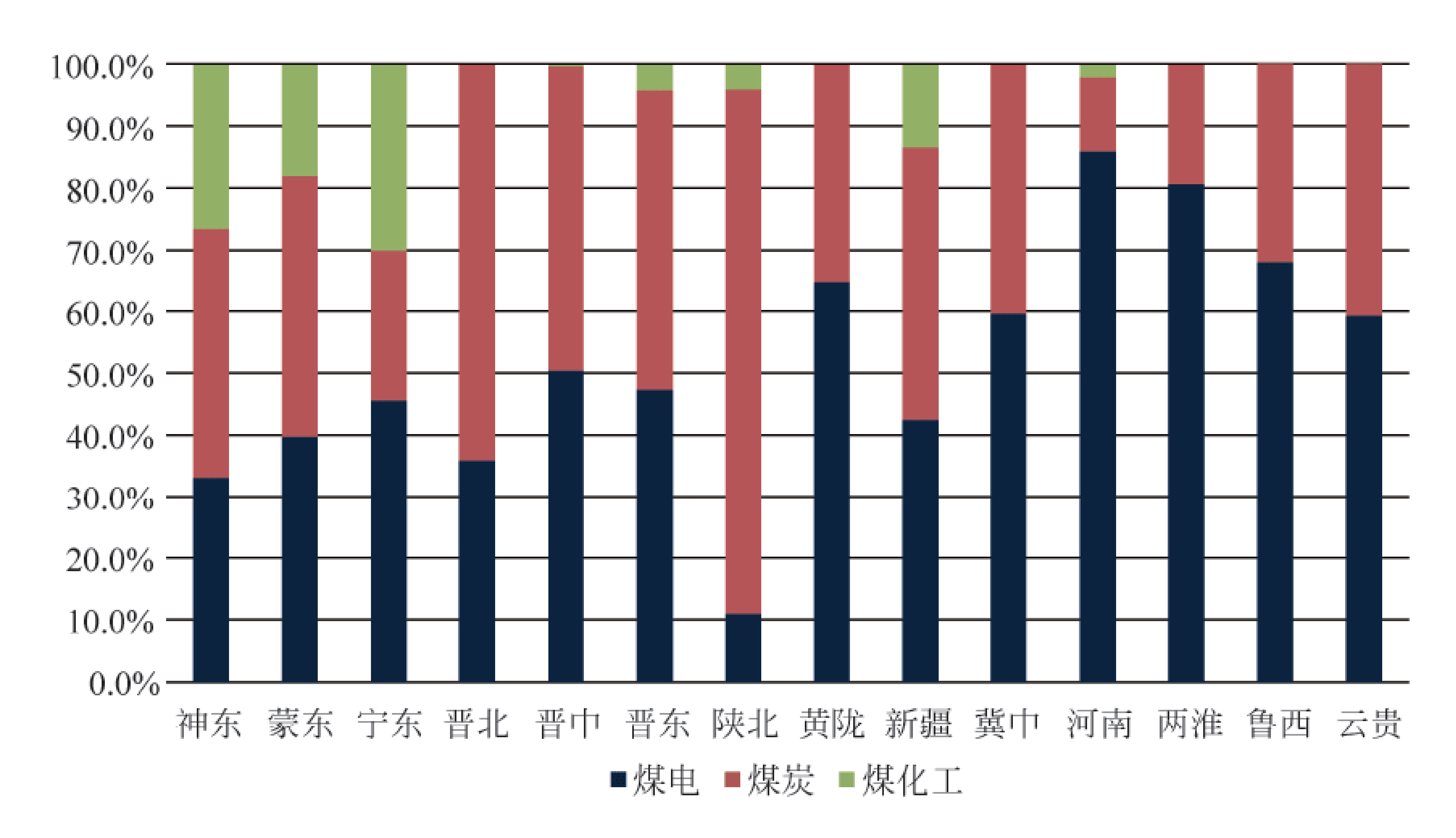


图 3-4　重点煤炭基地用水结构

3.3　内蒙古煤炭基地的水文水资源形势

3.3.1　神东煤炭基地

(1) 水文气象

神东煤炭基地规划区包括鄂尔多斯、乌海、包头。神东煤炭基地处于北温带半干旱大陆性气候区，冬夏寒暑变化大。多年平均气温 6.2℃，日最高气温 38℃，日最低气温－31.4℃。多年平均降水 348.3 毫米，降水多集中于 7、8、9 月，占全年降水量的 70%左右。多年平均蒸发量 2506 毫米，为降水量的 7.2 倍，以 5—7 月份为最大。

(2) 河流水系

神东煤炭基地内河流水系可分为外流河区和内流区，流域面积大于 100 平方公里的河流有 13 条。外流河区属黄河水系，总流域面积 5.04 万平方公里。主要外流河见表 3-3。内流河流域总面积为 3.64 万平方公里，占全市总面积的 62.4%，年径流量 1.75 亿 m^3，区内流域面积大于 100 平方公里以上的河流有摩林河、陶赖沟、红庆河等 10 多条。

表 3-3　14 个大型煤炭基地水资源本底条件

编号	煤炭基地名称	多年平均降雨量（mm）	多年平均水资源总量（亿 m^3）	人口（万人）	人均水资源量（m^3）
1	神东	168～286	37.43	522	718
2	蒙东	265～442	473.82	1269	3735
3	宁东	196～255	1.85	330	56
4	晋北	406～498	48.15	1203	400
5	晋中	467～574	46.64	1720	271
6	晋东	526～630	28.99	707	410
7	陕北	394～534	40.35	558	724
8	黄陇	468～610	38.29	1094	350

续表

编号	煤炭基地名称	多年平均降雨量（mm）	多年平均水资源总量（亿 m^3）	人口（万人）	人均水资源量（m^3）
9	新疆	47～220	441.13	1350	3268
10	冀中	391～576	105.83	3167	334
11	沔南	546～821	127.00	4963	256
12	两淮	851～887	18.30	459	398
13	鲁西	665～802	134.97	3278	412
14	云贵	983～1396	775.64	4172	1859
合计		168～1396	2318.39	24790	935

（3）水资源开发利用

神东煤炭基地现状总供水量 29.15 亿 m^3，其中地表水供水量 11.3 亿 m^3，地下水供水量 16.72 亿 m^3，其他水源 1.12 亿 m^3。农业灌溉用水 15.39 亿 m^3，林牧渔 3.62 亿 m^3，工业 7.09 亿 m^3，城镇公共用水 0.63 亿 m^3，居民生活用水 1.63 亿 m^3，生态用水 1.8 亿 m^3（见表 3-4，表 3-5）。

表 3-4　神东煤炭基地行政分区供水量统计表　　单位：亿 m^3

行政分区	地表水	地下水	其他	总供水量
鄂尔多斯	5.36	10.15	0.18	15.69
包头	5.09	4.60	0.67	10.37
乌海	0.85	1.97	0.27	3.09
神东煤炭基地	11.3	16.72	1.12	29.15

表 3-5　神东煤炭基地行政分区用水量统计表　　单位：亿 m^3

行政分区	农灌	林牧渔	工业	城镇公共	居民生活	生态环境	总用水量
鄂尔多斯	9.34	2.21	2.9	0.31	0.58	0.35	15.69
包头	5.29	0.89	2.91	0.23	0.87	0.17	10.37
乌海	0.76	0.52	1.28	0.09	0.18	1.28	3.09
神东煤炭基地	15.39	3.62	7.09	0.63	1.63	1.8	29.15

（4）水生态环境

神东基地地表水功能一级区中水质达标 25 个，达标率为 61%；达标河长 721.5km，达标率为 60.1%。地表水功能一级区中，都思兔河鄂托克旗保留区、都思兔河鄂托克旗开发利用区、都思兔河蒙宁缓冲区、黑赖沟达拉特旗开发利用区、龙王沟准格尔旗开发利用区、纳林川（黄埔川）准格尔旗开发利用区、纳林川（黄埔川）蒙陕缓冲区水质很差，现状水质均为劣Ⅴ类；海流图河乌审旗开发利用区、海流图河乌审旗省界缓冲区水质较差，现状水质均为Ⅴ类；其余水功能一级区中水质现状基本达到目标水质要求。

3.3.2　蒙东煤炭基地

蒙东煤炭基地规划区包括锡林郭勒盟、呼伦贝尔、赤峰、通辽、兴安盟等五个盟市。

(1) 水文气象

锡林郭勒盟降水主要来源于太平洋夏季风带来的湿润空气，由于地处内陆又受大兴安岭山脉相隔，暖湿气流难以到达该地区。因水汽来源不足，故年总降水量较少，降水量自东南向西北递减，年降水量在 140～420 毫米之间。该地区日照时间长且多风，故蒸发强烈。年水面蒸发量地理分布与年降水量的分布相反，自西北向东南递减。年水面蒸发量变化范围在 1600～2700 毫米之间。

呼伦贝尔市地处温带北部，大陆性气候显著。降水量变率大，分布不均匀，年际变化也大。冬春两季各地降水一般为 40～80 毫米，占年降水量 15%左右。夏季降水量大而集中，大部地区为 200～300 毫米，占年降水量 65%～70%，秋季降水量相应减少，总的分布趋势是：农区 60～80 毫米，林区 50～80 毫米，牧区 30～50 毫米。

赤峰市年降水量的地理分布受地形影响十分明显，不同地区差别很大，有 300～500 毫米不等。

通辽市年平均降水量 350～400 毫米，蒸发量是降水量的 5 倍左右。

兴安盟属温带半干旱季风气候，四季分明。年降水量平均为 400～450 毫米，雨热同期。从北向南气温、积温、光照、无霜期递增，而降水量、相对湿度则递减。

(2) 河流水系

锡林郭勒盟境内河流多集中在东部和南部旗县，主要分三个水系，即：滦河水系、呼日查干淖尔水系和乌拉盖水系，三水系流域总面积为 7.45 万平方公里，主要河流 20 条，主要干支总长度约 4174 公里。

呼伦贝尔境内有两大水系，即嫩江水系和额尔古纳河水系。除克鲁伦河外，大兴安岭是诸多河流的发源地和天然分水岭。岭东侧为嫩江水系，岭西侧包括克鲁伦河在内为额尔古纳河水系，两大水系统属黑龙江流域，汇入太平洋流域的鄂霍次克海，均属外流水系。

赤峰境内有五大水系，即乌尔吉沐伦河水系，西拉木伦河水系，教来河水系，老哈河水系和内陆河水系，年平均径流量为 32.67 亿立方米。乌尔吉沐伦河水系流域面积为 27917 平方公里，西拉木伦河水系流域面积为 28961 平方公里，教来河水系流域面积为 12397 平方公里，老哈河水系流域面积为 28463 平方公里。

通辽流域面积 100 平方公里以上的河流共 47 条，自然湖泊 600 多个，有大中小型水库 121 座。水系以西辽河水系为主，分布在其支流西拉木伦河、老哈河、教来河以及新开河，还有东辽河下游和辽河干流的一部分支流、大凌河和霍林河的一部分。

兴安盟境内河流分属黑龙江流域的嫩江水系和额尔古纳河水系、辽河流域的新开河水系以及内陆河流域的乌拉盖河水系。境内有淖尔河、洮儿河、归流河、蛟流河、霍林河、哈拉哈河等大小河流 200 多条，大小湖泊 70 多个。

(3) 水资源开发利用

蒙东煤炭基地水资源总量 485.33 亿 m^3。现状总供水量 82.42 亿 m^3，其中地表水供水量 25.88 亿 m^3，地下水供水量 56.26 亿 m^3，其他 0.29 亿 m^3。用于农业灌溉 51.0 亿 m^3，林牧渔 8.93 亿 m^3，工业 11.68 亿 m^3，城镇公共用水 1.63 亿 m^3，居民生活用水 3.71 亿 m^3，生态用水 5.46 亿 m^3(见表 3-6、表 3-7)。

(4) 水生态环境

根据 2012 年内蒙古自治区水资源公报，呼伦贝尔市在参评的 29 个水功能区中，按全因子

评价水功能区达标个数为14个，达标率为48.3%，按双因子评价水功能区达标个数为23个，达标率为79.3%。通辽市在参评13个水功能区中，按全因子评价水功能区达标个数10个，达标率为76.9%，按双因子评价水功能区达标个数11个，达标率84.6%。赤峰市在参评18个水功能区中，按全因子评价水功能区达标个数10个，达标率为55.6%，按双因子评价水功能区达标个数12个，达标率66.7%。兴安盟矿泉资源丰富，且具有水质好、矿化度高、储量大、易开发利用等优势，在参评6个水功能区中，按全因子评价水功能区达标个数3个，达标率为50%，按双因子评价水功能区达标个数6个，达标率100%。

表3-6　蒙东煤炭基地行政分区供水量统计表　　单位：亿 m^3

行政分区	地表水	地下水	其他	总供水量
锡林郭勒盟	0.17	3.97	0.01	4.15
呼伦贝尔市	9.17	7.45	0.12	16.74
赤峰市	8.06	10.83	0.16	19.04
通辽市	2.52	26.70	0.00	29.22
兴安盟	5.96	7.31	0.00	13.27
蒙东煤炭基地	56.26	25.88	0.29	82.42

表3-7　蒙东煤炭基地行政分区用水量统计表　　单位：亿 m^3

行政分区	农灌	林牧渔	工业	城镇公共	居民生活	生态环境	总用水量
锡林郭勒盟	1.16	1.28	0.94	0.26	0.33	0.17	4.15
呼伦贝尔市	4.58	2.48	3.95	0.30	0.77	4.65	16.74
赤峰市	12.45	1.80	2.75	0.58	1.31	0.15	19.04
通辽市	21.63	2.83	3.06	0.41	0.91	0.39	29.22
兴安盟	11.18	0.54	0.98	0.08	0.39	0.10	13.27
蒙东煤炭基地	51.0	8.93	11.68	1.63	3.71	5.46	92.42

此外，锡林郭勒盟处在干旱与半干旱气候区，生态功能相对脆弱，受温度和降水影响较大。在过去的半个世纪中，由于人类活动的加剧，不合理的利用和管理，以及全球性气候变化等多种因素的综合影响，地区生态环境恶化趋势明显，主要表现在草地退化、土地沙化、土地盐碱化以及极端天气增加等方面。

3.4　与内蒙古有竞争关系的省份煤炭基地水资源情况

与内蒙古自治区有竞争关系的煤炭基地一方面由煤炭市场竞争关系决定，另一方面涉及到黄河流域部分煤炭基地与内蒙古自治区在用水方面有竞争关系。综合考虑煤炭市场和用水两方面，主要竞争性基地包括宁东煤炭基地、晋北煤炭基地、晋中煤炭基地、晋东煤炭基地、陕北煤炭基地、黄陇煤炭基地、新疆煤炭基地。

宁东煤炭基地　当地水资源比较短缺，水资源总量3.369亿 m^3。现状总供水量为42.843亿 m^3，其中地表水供水39.69亿 m^3（黄河水39.619亿 m^3），地下水供水3.077亿 m^3，

其他水源供水 0.018 亿 m^3。现状农业用水量 38.572 亿 m^3，工业用水量 2.992 亿 m^3，城镇生活用水量 0.961 亿 m^3，农村人畜用水量 0.319 亿 m^3。

宁东基地当地水资源匮乏，主要以降水为主。基地内降水聚集的储存条件极差，地下水一般在丘陵中的沟壑、洼地及大面积沙带中有少量分布，大部分区域地下水储量不足。银川市长期开采地下水形成降落漏斗，2012 年开采地下水形成的区域性降落漏斗面积为 439.36km^2，比上年扩大了 26.99km^2。宁东基地列于全国重要江河湖泊水功能区划的水功能区共计 12 个。根据 2012 年宁夏水资源公报，宁东基地参评 12 个水功能区中，按全指标评价有 8 个水功能区达标，达标率为 66.6%；按 COD、NH_3-N 双指标评价，有 8 个水功能区达标，达标率为 66.6%。

晋北煤炭基地　2012 年总用水量为 17.73 亿 m^3，其中农业用水 11.18 亿 m^3，占总用水量的 63%；工业用水为 3.51 亿 m^3，占总用水量的 19.7%；生活和三产用水量为 2.18 亿 m^3，占到了总用水量的 12%；生态用水为 0.84 亿 m^3，占到总用水量的 5.3%。从供水侧来看，晋北能源基地的主要供水水源是地表水和地下水，能源行业的用水主要是当地的地表水资源。

晋北能源基地生态环境脆弱，十年九旱，缺林少绿，水土流失严重。2012 年，晋北能源基地森林面积不到 80 万公顷，森林覆盖率只有 10%左右。在水环境方面，高耗水、高污染行业占比很大，生产和生活产生的大量污水造成周围受纳水体的水环境质量发生退化。2012 年，全山西省主要河流 25 处重点河段的水质评价结果表明，劣Ⅴ类水质河段达到 14 处，占到了总评价河段数的 56%，河流污染主要超标项目包括：氨氮、COD、总磷和石油类。总体上看，山区河流或上游河段污染程度较轻，城市附近和工业发达地区河段污染严重。

晋中煤炭基地　从用水环节来看，2012 年基地总用水量为 43.11 亿 m^3，其中农业用水 26.52 亿 m^3，占到总用水的 61.5%；工业用水为 7.02 亿 m^3，占到了总用水量的 16.3%；生活和三产用水量为 7.12 亿 m^3，占到了总用水量的 16.5%；生态用水为 2.46 亿 m^3，占到总用水的 5.7%。从供水侧来看，晋中能源基地的主要供水水源仍然是地表水和地下水，占到总供水量的 95.1%。能源行业及工业用水主要是当地的地表水。

晋中地区是山西省水污染和生态退化较严重的地区之一。根据 2012 年山西省环境状况公报，全省工业和生活化学需氧量排放量为 29.36 万吨，排放量居前五位的城市依次是运城、晋中、临汾、吕梁和长治；水体氨氮排放量 5.69 万吨，排放量居前五位的城市依次是运城、临汾、吕梁、长治、晋中。污水排放的主要行业有煤炭的洗选、开采和煤化工等。上述提及的 6 个城市当中，有 4 个城市属于晋中地区。根据最新的水质评价成果，在晋中地区太原市、晋中市、临汾市和运城市总共评价的 1855.1km 的河长中，Ⅰ类水质河长只有 33.5km，占到总评价河长的 1.6%；Ⅱ类水河长 263km，占到总评价河长的 14%；Ⅲ类水河长为 315km，占到总评价河长的 17%；Ⅳ类水河长为 260km，占到总评价河长的 14%；Ⅴ类水河长为 33km，占到总评价河长的 1.4%；劣Ⅴ类水河长为 961km，占总评价河长的 52%。总体来看，晋中地区水功能区水质污染严重，达标率很低。河流的污染物主要有：氨氮、COD、总磷和石油类污染物。

晋东能源基地　从用水环节来看，2012 年总用水量为 12.99 亿 m^3，其中农业用水 4.99

亿 m^3，占到总用水量的 38.4%；工业用水为 4.95 亿 m^3，占到了总用水量的 38%；生活和三产用水量为 2.52 亿 m^3，占到了总用水量的 19.4%；生态用水为 0.53 亿 m^3，占到总用水量的 4.2%。从供水侧来看，晋东煤炭基地地表水供水占总供水量的 44.3%；地下水供水占总供水量的 42.8%；其余为非常规水等水源。

晋东煤炭基地主要包括山西省阳泉市、长治市和晋城市，区内的主要河流有滹沱河、清漳河、浊漳河和桃河等。根据 2012 年山西省水资源公报，除滹沱河的常年水质优于Ⅴ类以外，其他河流水质均为Ⅴ类和劣Ⅴ类。其中，阳泉市桃河段和长治市浊漳河石梁段水质污染严重，主要超标项目有：氨氮、COD、总磷和石油类。这些区域均属于晋东煤炭基地的煤炭生产和加工核心区。

陕北煤炭基地　2012 年总用水量为 9.96 亿 m^3，工业用水 2.59 亿 m^3，占到总用水量的 26%。其中，延安市总用水量 2.43 亿 m^3，工业用水量 0.83 亿 m^3，占全市总用水量的 34%；榆林市总用水量 7.53 亿 m^3，工业用水量 1.76 亿 m^3，占到总用水量的 23%。延安市人均用水量为 111.2m^3，万元 GDP 用水量 40.6m^3，万元工业增加值用水量 13.1m^3。榆林市人均用水量为 212.2m^3，万元 GDP 用水量 124.4m^3，万元工业增加值用水量 27m^3。

陕北地区生态本底条件较差，生态系统脆弱。20 世纪末，区域森林覆盖率只有不到 30%，水土流失面积达到区域国土面积的 50% 以上，每年有近 8 亿吨的泥沙流入黄河。2000 年以后，借助西部大开发的号角，陕西省大力实施退耕还林还草工程，区域林草覆盖有了较大程度的提升。目前，陕北地区的林草覆盖率已由 2000 年的 27.62% 上升到 48.6%。在水环境方面，区域内水功能区达标率很低。2012 年，在陕北共评价的 30 多个水功能区当中，全年平均水功能区达标率仅为 44.2%，主要超标因子有 COD、氨氮以及石油类有机物污染。

黄陇煤炭基地　从用水方面来看，庆阳市年用水总量为 2.85 亿 m^3，其中农业是第一用水大户，用水量为 1.41 亿 m^3，占总用水量的 49.4%；其次是工业用水量，为 0.80 亿 m^3，占总用水量的 27.9%。平凉市年用水总量 2.34 亿 m^3，其中农业和畜牧业用水量占到了 68%，工业用水占 17%。咸阳市年用水总量 11.35 亿 m^3，其中工业用水 1.86 亿 m^3，占总用水量的 16%。铜川市年用水总量为 0.91 亿 m^3，其中工业用水 0.33 亿 m^3，占总用水量的 36%。

从黄陇基地的陕西部分来看，2012 年陕西省污水排放总量主要以工业废水排放为主，主要有西安市、宝鸡市、咸阳市和渭南市。从水功能区水质达标情况来看，陕西省境内泾河评价河长 436km，劣Ⅴ类水质占评价河长的 61.2%，水环境质量堪忧。从黄陇能源基地的甘肃部分来看，2012 年，甘肃省全省主要污染物 COD 排放量为 11.97 万吨，氨氮排放量为 1.73 万吨。甘肃省黄河流域部分的排污口 442 个，入河的污水总量为 4.84 亿吨，入河的主要污染物 COD 为 9.6 万吨，氨氮为 1.61 万吨。从水功能区达标来看，在甘肃省评价的 58 个黄河流域的水功能区中，有 31 个达标，达标率达到 53.4%。

新疆煤炭基地　水资源总量 441.126 亿 m^3。总供水量为 351.94 亿 m^3，其中地表水供水 269.73 亿 m^3，地下水供水 80.93 亿 m^3，其他水源供水 1.28 亿 m^3。用水总量 353.7 亿 m^3，其中农业用水量 332.43 亿 m^3，工业用水量 10.95 亿 m^3，城镇公共用水量 1.42 亿 m^3，居民生活用水量 6.04 亿 m^3，生态环境 2.89 亿 m^3。

新疆绿洲面积占全疆土地总面积的4.3%，占土地有效利用面积的11.1%。新疆的绿洲化与沙漠化并存。绿洲生态环境得到改善，但潜伏着盐渍化、沙漠化和污染的威胁。绿洲以外的山地生态环境和平原荒漠生态环境，总的说来还是处于平衡失调甚至是恶化趋势。新疆2012年全年水质评价总河长11418km，其中Ⅰ～Ⅲ类、Ⅳ～Ⅴ类、劣Ⅴ类水质河长分别为10418km、976km、24km，分别占91.3%、8.5%、0.2%。2012年度监测3个湖泊、9座水库。乌伦古湖水质劣于Ⅴ类，主要超标项目为化学需氧量；赛里木湖水质为Ⅰ类；博斯腾湖水质为Ⅳ类，主要超标项目为高锰酸盐指数和生化需氧量。

总体来看，内蒙古蒙东煤炭基地的水资源条件优于神东能源基地，泛河套地区的煤炭基地普遍存在缺水和水环境恶劣的情况，因此这些地区的水资源支撑能力较弱。

第四章　内蒙古自治区煤炭基地水资源供需平衡分析

4.1　可供水量分析

4.1.1　煤炭基地水资源开发利用红线指标

由表4-1可知，14个大型煤炭基地中，蒙东基地的用水总量指标为109.46亿立方米，排在新疆、云贵和河南基地之后，而水指标剩余量27.04亿立方米，仅排在云贵基地之后，反观用水指标是蒙东基地三倍的新疆基地，现状用水量已超出红线40.32亿立方米，由此可见，相比于山西、陕西、宁夏和新疆，蒙东地区水资源条件十分优厚，存在大量未利用水指标。神东基地的水资源相对紧缺，水指标不足蒙东基地的1/3，而余量也仅剩1.03亿立方米，如果没有办法利用节水手段或水权置换腾出空余的水指标，神东基地未来发展高耗水工业的可能性极小，即水资源支撑能力十分不足。

表4-1　14个大型煤炭基地所在区域2020年水资源开发利用红线指标

编号	煤炭基地名称	现状供用水量（亿 m^3）	用水总量控制指标（亿 m^3）	现状与红线指标间差值（亿 m^3）
1	神东	29.15	30.18	1.03
2	蒙东	82.42	109.46	27.04
3	宁东	42.84	43.51	0.67
4	晋北	23.69	30.63	6.94
5	晋中	36.68	48.50	11.82
6	晋东	13.01	13.87	0.86
7	陕北	9.96	16.15	6.19
8	黄陇	17.45	23.60	6.15
9	新疆	353.7	313.38	－40.32
10	冀中	84.53	96.58	12.05
11	河南	112.33	130.84	18.51
12	两淮	22.91	24.52	1.61
13	鲁西	75.98	90.96	14.98
14	云贵	104.52	163.77	59.25
合计		1009.17	1135.95	126.78

当前，我国正大力推行最严格的水资源管理制度，其核心就是要通过严格实行用水总量控制、全面推进节水型社会建设、严格控制入河湖排污总量以及建立水资源管理责任和考核

制度，确立水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污三条红线。设置水资源开发利用红线，控制社会经济用水总量，是保障自然生态环境基本用水需求、维持水资源的可持续利用的重要途径。2013 年 1 月，国务院办公厅印发了《实行最严格水资源管理制度考核办法》（以下简称《考核办法》），明确了各省区水资源管理三条红线控制指标，作为对各地进行考核的依据。之后各省区又将用水总量、用水效率与水功能区纳污控制指标在行政区内进行了进一步分解。

2012 年，14 个大型煤炭基地涉及的 66 个地市级行政区用水总量为 1009 亿 m^3，2020 年用水总量控制指标为 1136 亿 m^3，相较 2012 年来讲，至 2020 年这些区域除新疆外具有 127 亿 m^3 可能的用水增量空间，用于满足社会经济各行业发展用水需求，其中一部分可用于保障能源基地发展。新疆的用水已经超过了 2020 年用水总量控制指标，未来将主要通过当地农业节水挖潜、行业之间水权转让和区域之间水量调配来满足能源基地新增用水需求。

如图 4-1 所示，从各煤炭基地来看，14 个大型煤炭基地中神东、宁东与晋东、两淮等三大煤炭基地所在行政区域 2020 年用水总量控制指标较现状用水量增量很小，新疆则呈现负增长，社会各行业用水面临紧约束，对于这些区域来讲，现状存量用水的挖潜和寻求外区域水源供给将是最主要的能源基地发展供水保障途径。对于其他煤炭基地来讲，未来供水增加的主要途径包括现有工程设施的挖潜配套与优化调度，在有水资源开发潜力地区适当建设新水源工程，以及再生水、矿井水、微咸水利用等多种措施，保障能源基地发展供水。

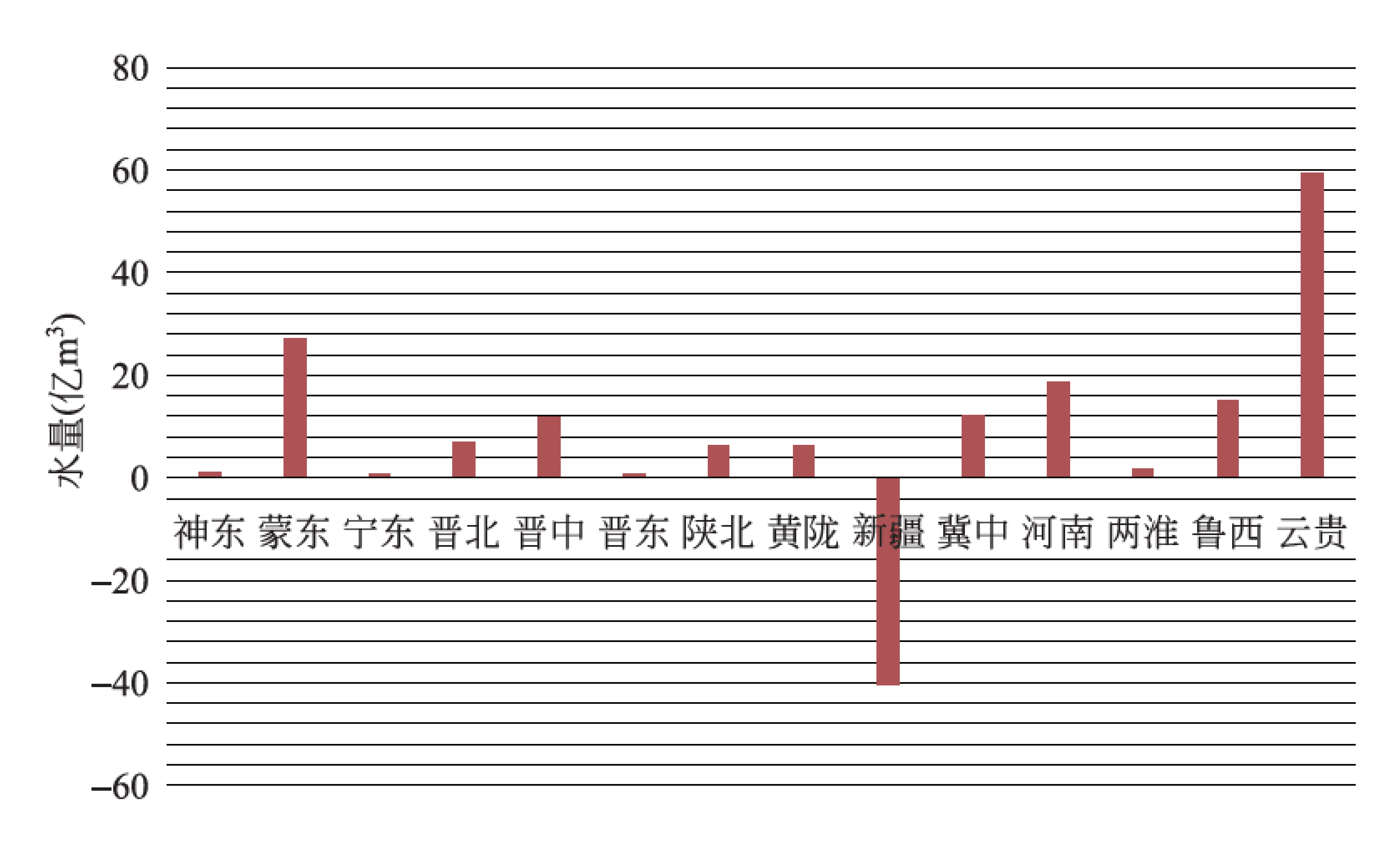


图 4-1　14 个大型煤炭基地 2020 年用水总量控制指标与现状用水量的差值

4.1.2　“十三五”内蒙古煤炭基地重大供水保障措施分析

（1）神东煤炭基地

神东煤炭基地现状供水规模为 29.15 亿 m^3，到 2020 年新增供水能力 2.67 亿 m^3。根据《内蒙古水资源综合规划报告》，神东煤炭基地区域新增供水可通过水权转换，中水、疏干水和微咸水开发利用等途径实现，其中基地能源产业用水将主要依靠引黄灌区水权转换来获取。

2020年,神东煤炭基地通过引黄灌区水权转换,预计新增工业供水量16470万m^3/a。主要水权转换措施有:①鄂尔多斯市已完成第一期水权转换,年转换水量为13000万m^3/a,2015年前将完成二期转换,年转换水量为13215万m^3/a。②包头市通过水权转换可获取水量12000万m^3/a。

“十三五”期间,神东煤炭基地计划建成14座污水处理厂,处理能力为35.5万m^3/d。神东煤炭基地再生水利用量将达到1.02亿m^3,新增再生水供水能力0.23亿m^3。2020年神东煤炭基地疏干水利用量将达到6597.5万m^3,新增疏干水供水能力1099万m^3。

神东煤炭基地分布有大量微咸水,通过工程建设可利用量达到2000万～3000万m^3,占到微咸水总量的15%～20%。经初步估算,微咸水利用量2020年将达到2768.0万m^3。

(2)蒙东煤炭基地

蒙东煤炭基地供水量82.42亿m^3,到2020年供水总量将达到113.12亿m^3,新增供水30.7亿m^3,高于2020年全区域的用水总量控制指标109.46亿m^3。根据《内蒙古水资源综合规划报告》,区域新增供水通过新建地表水供水工程,调水工程,水权置换,污水回用、疏干水利用等途径实现,其中基地能源产业用水将主要依靠引地表水供水工程和调水工程。

2020年前,蒙东煤炭基地拟建成供水工程21座,其中蓄引水工程17座,即红吉水利枢纽、呼和乌素水库、转龙湾水利枢纽工程、内蒙古上海庙能源化工基地引黄供水工程、乌拉特前旗小佘太供水水源工程、扎罗木德水库、内蒙古晓奇水利枢纽工程(呼伦贝尔)、赤峰市大头山水库、内蒙古嘎海山水库(通辽)、乌布林水库(兴安盟)、毛都水库(通辽)、东台子水库(赤峰)、内蒙古斗亡牛河水库(通辽)、扎兰屯扬旗山水利枢纽供水工程、德日苏宝冷水库工业供水工程(赤峰)、满洲里市工业供水工程、林西县龙头山水库;调水工程2座,即锡林郭勒供水工程、“引绰济辽”工程;工业供水工程1座,即黄河磴口工业供水一期工程。

工程建成后新增地表水量7.1亿m^3;新增调水量10.0亿m^3;污水回用、疏干水利用等3.4亿m^3。此外,2020年前呼伦贝尔市通过水权置换每年可获取水量1.2亿m^3。

4.1.3 “十三五”煤炭基地新增供水能力分析

基于对各区域多途径供水保障工程的系统分析,2020年通过新建水源工程、加大非常规水利用以及通过区域间水量置换等多种途径,14个大型煤炭基地所在行政区域新增水源工程供水能力为194亿m^3,其中将通过区域间的水量置换解决的水源供给量为16亿m^3(见表4-2)。2020年,区域本地最大可供水量增量由最严格水资源管理制度用水总量控制指标和区域工程供水能力中的相对小值来决定:如果用水总量控制指标高而工程供水能力不足,则区域供水增量受制于供水能力,反之则受制于最严格水资源管理控制指标。另一方面,也可以通过与其他区域或区域内部进行水权转让解决水资源短缺问题,这一部分水量不计入最严格水资源管理用水总量控制指标之内。

在14个大型煤炭基地中,蒙东基地的地表水工程能够为当地新增17.1亿立方米的供水能力,仅次于云贵基地和新疆基地,而通过利用矿井疏干水、雨水等非常规用水可以新增3.4亿立方米的供水能力,仅次于鲁西和云贵基地。内蒙古煤炭基地总计2020年可新增19.77亿立方米的地表水工程供水能力,占全国14个大型煤炭基地总计的11.4%,新增3.73亿立方米的非常规用水量,占全国14个大型煤炭基地总计的18.0%。

表 4-2　14 个大型煤炭基地所在区域 2020 年供水保障工程供水能力

编号	煤电基地名称	现状供水量(亿 m^3)	新增水源工程(亿 m^3)		其中水量置换
			地表水工程	非常规水利用	
1	神东	29.15	2.67	0.33	1.64
2	蒙东	82.42	17.1	3.4	1.2
3	宁东	42.84	2.84	0.66	2.56
4	晋北	23.69	3.8	0.4	—
5	晋中	36.68	11.5	0.3	—
6	晋东	13.01	1.3	0.1	—
7	陕北	9.96	7.34	0.56	1.00
8	黄陇	17.45	4.3	0.6	—
9	新疆	353.7	18.66	—	9.84
10	冀中	84.53	9	3	0
11	河南	112.33	28	0.6	0
12	两淮	22.91	3.9	0.55	—
13	鲁西	75.98	9.1	5.9	0
14	云贵	104.52	54. 9	4.3	0
总计		1009.17	173.3	20.7	16.24

2020 年内蒙古的煤炭基地供水能力增量占全国 14 个大型煤炭基地总增量的 12.1%，用水指标增量占全国总增量的 22.1%，可供水量增量占全国总增量的 13.5%，在西部几个能源大省中位列第一。但值得注意的是，增量主要来自蒙东基地，神东基地的各项增量均在蒙东基地的 1/6 以下，因此神东基地未来煤炭开发及其相关产业的水资源支撑能力仍没有明显提高。值得注意的是，作为内蒙古未来煤炭工业发展的最大竞争者，新疆煤炭基地的可供水量增量全部来自于水量置换（见表 4-3）。

表 4-3　14 个大型煤炭基地所在区域 2020 年可供水量增量　　亿 m^3

编号	煤炭基地名称	现状供水量	供水能力增量		用水指标增量	可供水量增量	
			总量	其中水量置换		总量	其中水量置换
1	神东	29.15	3.00	1.64	1.03	2.67	1.64
2	蒙东	82.42	20.50	1.20	27.04	20.50	1.20
3	宁东	42.84	3.50	2.56	0.67	3.23	2.56
4	晋北	23.69	4.20	0.00	6.94	4.20	0.00
5	晋中	36.68	11.80	0.00	11.82	11.80	0.00
6	晋东	13.01	1.40	0.00	0.86	0.86	0.00
7	陕北	9.96	7.90	1.00	6.19	7.19	1.00
8	黄陇	17.45	4.90	0.00	6.15	4.90	0.00
9	新疆	353.70	18.66	9.84	−40.32	9.84	9.84
10	冀中	84.53	12.00	0.00	12.05	12.00	0.00

续表

编号	煤炭基地名称	现状供水量	供水能力增量		用水指标增量	可供水量增量	
			总量	其中水量置换		总量	其中水量置换
11	河南	112.33	28.60	0.00	18.51	18.51	0.00
12	两淮	22.91	4.45	0.00	1.61	1.61	0.00
13	鲁西	75.98	15.00	0.00	14.98	14.98	0.00
14	云贵	104.52	59.20	0.00	59.25	59.20	0.00
总计		1009.17	194.00	16.24	126.78	171.49	16.24

4.2 需水预测分析

4.2.1 煤炭产业主要用水环节及需水特征分析

(1) 煤炭行业

煤炭开采与洗选过程主要包括井上生产用水、井下生产用水和矿区生活用水三大部分。其中,井上生产用水包括选煤用水、矸石山冲扩堆用水、机械设备冷却用水、绿化用水、道路洒水;井下生产用水包括防尘洒水、设备冷却水、防火灌浆用水、矿井冬季保温蒸汽用水;生活用水包括矿区办公楼用水、生活区用水、活动区用水以及矿区周围居民用水。

据统计,对于煤炭生产、洗选加工型煤矿而言,每生产 1 吨煤用水(含生产和生活用水)约为 $1m^3$ 或更多。从全行业角度看,包括国有重点煤矿和地方国有煤矿在内,平均吨煤用水 $2.3m^3$,平均吨煤排水约为 $2m^3$。无论是行业用水总量,还是行业排水总量,煤炭行业都位居全国各工业部门的前 5 名之列。

对于煤炭开采与洗选有以下节水技术,其具体应用及发展趋势如下:

1) 矿井排水回收与利用。目前,全国每年矿井排水量超过 45 亿 m^3,回收利用率不足 50%,还存在较大的利用空间。矿井疏干水经净化成为饮用水和工业用水,不仅可以缓解矿区缺水状况,也可以节约矿区宝贵的水资源。通过矿区节水改造,实现矿区用水的闭路循环利用,矿井排水利用率能够达到 90%以上,这对于缓解北方矿区缺水状况具有重要的现实意义。《煤炭工业发展"十二五"规划》对未来矿井水利用提出了明确的目标,2015 年,全国矿井水产生量 70.92 亿 m^3,利用量 54 亿 m^3,利用率 75%,达标排放率 100%。其中东部(含东北)地区矿井水 10.24 亿 m^3,矿井水利用率 80%;中部地区矿井水 22.49 亿 m^3,矿井水利用率 68%;西部地区矿井水 38.19 亿 m^3,矿井水利用率达到 80%。

2) 煤泥水闭路循环洗煤技术。洗选厂是用水大户,洗 1 吨煤用水 3 吨以上。为节约用水,国有大矿 85%以上的洗选厂均采用煤泥水闭路循环,吨煤洗煤用水量降到 $0.2m^3$ 左右,不但大大降低了用水量,而且回收了煤泥资源。

3) 利用井下矿井水进行井下防尘以及机械设备冷却,既节水又节电。

4) 推广使用热风炉进行矿井冬季保温。由蒸汽保温变热风保温,既节约用水,又确保了矿井安全。

5) 矿区生活节水。矿区采暖实行热电联产,集中供热、联片供热技术改造,取消小锅炉群。

（2）火力发电

火力发电厂在生产过程中需使用大量的水，包括生产用水、辅助生产用水和附属生产用水。但这些生产过程中使用的水，大部分是重复用水，仅有少部分消耗，这部分消耗水需要从水源取水不断补充到电厂的供水系统中。也即火电厂的用水量为取水量和重复利用水量之和。其中，生产用水包括：汽轮机循环冷却水、辅机循环冷却水、发电工质水、化学自用水、锅炉冲灰水、脱硫用水、地面冲洗和输煤系统除尘及喷洒用水、干灰场喷洒用水等；辅助生产用水包括：机修、运输、空压站用水等；附属生产用水包括：厂区办公楼、绿化、浴室、食堂、厕所用水等。

上述火力发电厂生产过程中的用水消耗部分包括：蒸发、风吹、渗漏散失和排污等。对于这部分消耗水，可以控制排污水，可以采取措施，尽可能做到回收再利用；对新建火电厂基本按废水近零排放方式设计；对在役机组则鼓励实施节水技术改造，以求达到废水近零排放，从而尽可能减少火力发电厂生产过程中的取水量及废水排放量。

我国火电机组发电量占总发电量的80%以上，火力发电是我国用水量大和耗水量相对较多的行业之一。而我国是一个水资源短缺的国家，水资源短缺和水污染问题已经成为影响火电企业生产经营和可持续发展的主要问题。当前，我国能源需求仍处于快速增长阶段（见表4-4），2013年全国电力总装机容量达到12.47亿千瓦，是2005年总装机容量的2.45倍。其中，2013年火电装机容量达到8.62亿千瓦，占全国总装机容量的69.1%，火电装机占比首次跌破70%。2013年火力发电量达到41900亿千瓦时，较2005年翻了一番。火电装机规模的快速发展加剧了火电行业对水资源需求的强劲增长，带来了新的水资源短缺矛盾，尤其是在我国西北煤炭、火电产业较为集中的区域。

表4-4　我国火电行业发展情况

年份	全国总装机容量（亿千瓦）	火电装机容量（亿千瓦）	火电装机所占比例	火力发电量（亿千瓦时）
2005	5.1	3.82	74.9%	21032
2006	6.22	4.84	77.8%	23162
2007	7.13	5.54	77.7%	27012
2008	7.92	6.01	75.0%	27857
2009	8.74	6.52	74.6%	29814
2010	9.62	7.07	73.5%	32958
2011	10.63	7.68	72.2%	38137
2012	11.45	8.19	71.5%	37867
2013	12.47	8.62	69.1%	41900

与此同时，随着节水技术的推广和不断进步，火电产业的用水效率也在不断提高。“十一五”期间，我国火电行业年取水量（不含直流冷却）由85.5亿m^3下降到83.7亿m^3（见表4-5）；单位发电取水量由3.00m^3/MW·h下降到2.45m^3/MW·h，降低18.3%；废水年排放量由24.2亿m^3下降到10.9亿m^3，降低55%。尽管如此，火电行业的水资源需求仍然呈增加态势，是我国取水量最大的行业之一，占能源行业取水总量的60%以上，工业取水量的1/6左右，水资源短缺成为制约我国火力发电的瓶颈要素。

表 4-5　我国 2006—2010 年火电用水情况

年份	取水量(亿 m^3)	单位发电量取水量(m^3/MW·h)
2006	85.5	3.0
2007	78.9	2.9
2008	78.5	2.8
2009	81.3	2.7
2010	83.7	2.45

* 数据来源：中国电力企业联合会。

火电行业的节水技术包括：空气冷却技术；干式除灰、除渣技术；循环冷却水排水、工业废水等回用技术；循环冷却水系统节水技术；城市再生水、海水、雨水利用技术；锅炉水膜法处理技术。

其中，空气冷却技术将是未来火电行业节水应用的发展趋势。空冷机组即为汽轮机排汽采用空气作为冷却介质将其冷凝后送回锅炉，分直接空冷机组和带空冷塔的间接空冷机组两种。空冷机组的汽轮机排汽采用空气作为冷却介质，空气与排汽或冷却水不直接接触，其最大优点就是大量节水，与湿冷机组相比，大约可节约 75%以上，但其缺点是一次性投资大、煤耗高，因此，它最适宜在富煤缺水地区应用。

未来，我国将进一步大力推行洁净煤发电技术，推进煤电绿色开发。西部和北部地区主要布局大容量、空冷、超临界燃煤机组，东中部地区适量布局建设大容量超超临界机组，加快现有机组的节能减排改造，关停淘汰煤耗高、污染重的小火电。因此，对位于西北、华北等富煤缺水地区的电厂，积极采用空冷技术设计，具有非常明显的节水效果。据统计，电厂采用空冷技术设计，和同容量的湿冷机组相比，大约可节约 75%以上，是火电厂节水量最多的一项技术。

(3) 煤化工

煤化工产业是指以煤为主要原料生产化工产品的产业，是化学工业的重要组成部分，传统煤化工包括煤焦化、煤电石、煤合成氨(化肥)等。2009 年，国家发改委出台的《石化产业调整和振兴规划》和 2010 年出台的《关于规范煤制天然气产业发展有关事项的通知》，则明确了把煤制油、煤制烯烃、煤制二甲醚、煤制天然气、煤制乙二醇作为现代煤化工(新型煤化工)的代表。

煤化工产品工艺中主要用水环节包括反应用水、用于冷凝的冷却水、用于加热的水蒸气用水、洗涤用水、生活用水等。例如，煤制天然气主要有备煤、气化、净化、甲烷化、空分、公用工程几个部分。用水较大的是气化部分的洗煤、空分、公用工程的热电站几部分，公用工程中的气化、空分、净化、热电循环水站的装置需要用到冷却水。

煤化工属于高耗水、高污染的产业，水资源短缺、水环境污染成为制约其发展的关键因素。我国在《"十二五"煤化工示范项目技术规范》中对纳入"十二五"示范的煤间接液化、煤制天然气、煤经甲醇制烯烃、煤制合成氨、煤制乙二醇、低品质煤提质等六大领域示范项目的能源转化效率、综合能耗、吨产品新鲜水用量加以规定，如表 4-6 所示。另外，据相关调查统计，在目前的技术水平下，生产 1t 煤制甲醇产品需新水 8m^3，直接液化吨油耗水约 7m^3，间接液化吨油耗水约 12m^3。据此推算，一项年产 20 亿 m^3 的煤制天然气项目，合计需要消耗水量 1380 万 m^3。

表 4-6　煤化工示范项目相关指标控制值

控制指标	最低能源转化效率	最高综合能耗	最高新鲜水耗
间接液化	42%	4t 标煤/t 产品	11t/t 产品
煤制天然气	52%	2.3t 标煤/1000m³	6.9t/1000m³
煤制烯烃/甲醇制烯烃(MTO)	35%	22t/t 产品	5.7t 标煤/t 产品
煤制合成氨	42%	1.5t 标煤/t 产品	6t/t 产品
煤制乙二醇	25%	2.4t 标煤/t 产品	9.6t/t 产品
低品质煤提质	75%	—	0.15t/t 标煤

煤化工项目的污水处理量也很大,如神华宁东煤化工基地烯烃循环水、供水系统安装及土建项目的循环水装置最大水处理量高达 432 万 m^3/d,相当于北京城区最高用水量 291.9 万 m^3/d 的 1.48 倍,是目前世界上最大的工业循环水装置之一。

4.2.2　能源基地煤炭工业 2020 年需求分析

(1) 煤炭行业

根据中国煤炭工业协会发布的 2012 年原煤产量前 100 名产煤地市名单及部分地区国民经济与社会发展统计公报,我国 14 个大型煤炭基地原煤产量达到 32.7 亿吨,占全国原煤总产量的 90%。其中,神东、晋北、陕北、蒙东原煤产量分别达到 7.0 亿吨、4.88 亿吨、3.54 亿吨、3.38 亿吨,占全国总产量的 19%、13%、10%、9%,见图 4-2。

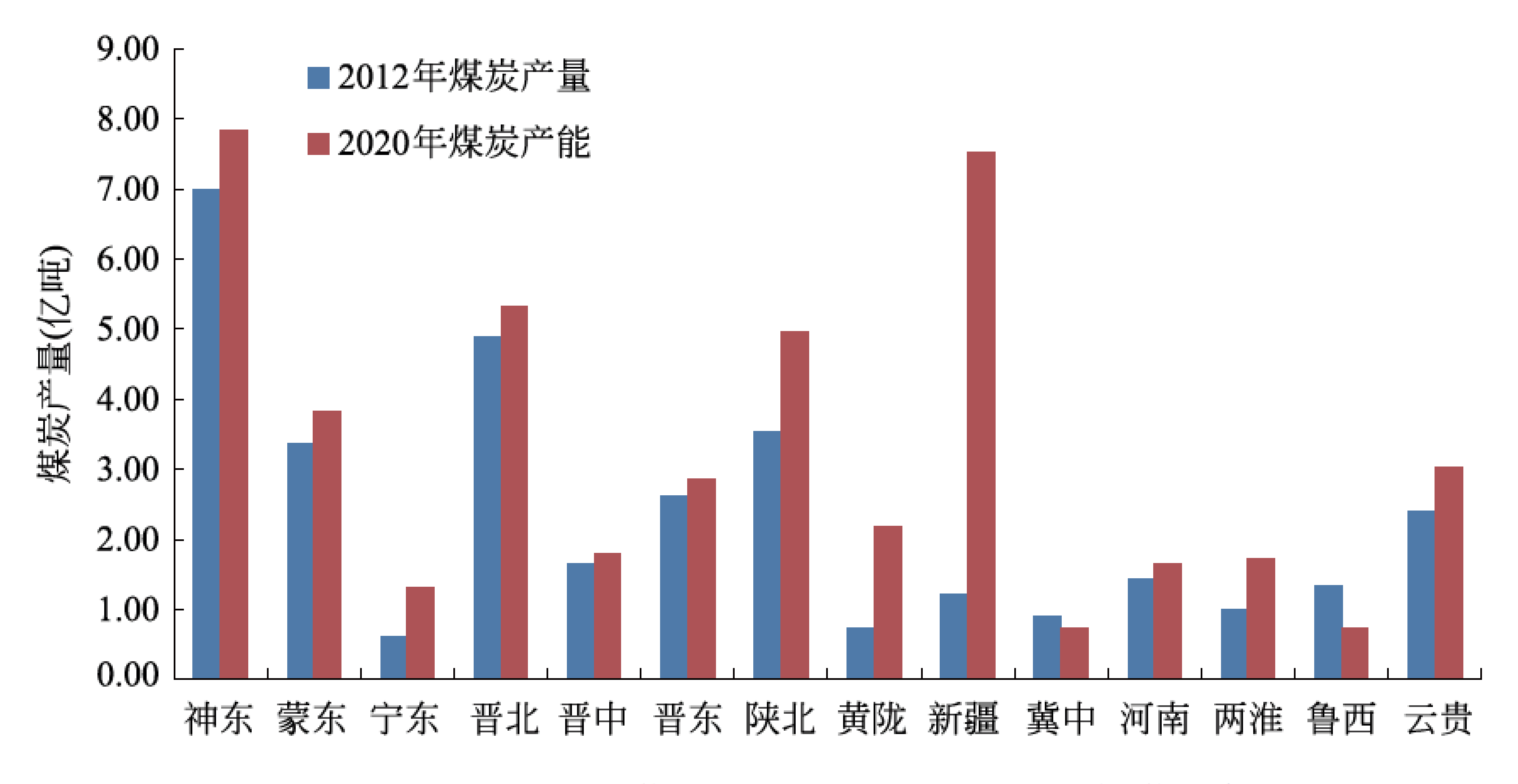


图 4-2　14 个大型重点煤炭基地现状及规划 2020 年煤炭产量

根据各地区“十二五”发展规划及中长期发展规划,统计重点能源基地 2020 年煤炭产能及新增产能情况,预计到 2020 年,14 个大型重点能源基地规划新增煤炭产能 12.77 亿吨,总产能将达到 45.47 亿吨,结果见图 4-2。其中,新疆能源基地原煤产能增长最快,达到 6.31 亿吨;黄陇、陕北次之,新增原煤产能也均超过 1 亿吨;冀中、鲁西等传统煤炭产区产能则有所下降。

根据全国及各省区制订发布的煤炭开采与洗选工业用水定额,以及《煤炭行业清洁生产》的相关标准,14 个大型重点能源基地的煤炭开采与洗选工业用水定额如表 4-7 所示。

可以看出，在内蒙古、山西、陕西、宁夏等西北缺水省份用水效率普遍较高，原煤开采用水定额普遍在 0.2～0.3m³/t，煤炭洗选用水定额在 0.1～0.15m³/t，而安徽、贵州、云南等南方水资源丰沛地区则普遍大于 0.7m³/t。

表 4-7　14 个重点煤炭基地煤炭开采与洗选工业用水定额

编号	基地名称	所在省区	煤炭开采与洗选限定值(m³/t)		煤炭开采与洗选先进值(m³/t)	
			原煤	煤炭洗选	原煤	煤炭洗选
1	神东	内蒙古	0.3	0.12	0.09	0.1
2	蒙东	内蒙古	0.3	0.12	0.06	0.1
3	宁东	宁夏	0.3	0.15	0.22	0.1
4	晋北	山西	0.25	0.1	0.13	0.1
5	晋中	山西	0.25	0.1	0.13	0.1
6	晋东	山西	0.25	0.1	0.13	0.1
7	陕北	陕西	0.25	0.1	0.05	0.1
8	黄陇	甘肃	0.34	0.15	0.1	0.1
		陕西	0.25	0.1	0.05	0.1
9	新疆	新疆	0.3	0.15	0.1	0.1
10	冀中	河北	0.5	0.18	0.1	0.1
11	河南	河南	0.4	0.2	0.1	0.1
12	两淮	安徽	0.9	0.8	0.6	0.5
13	鲁西	山东	0.36	0.13	0.1	0.1
14	云贵	贵州	0.8	0.6	0.1	0.1
		云南	0.7	0.4	0.1	0.1

* 上表数据信息分别引自内蒙古、宁夏、山西、陕西、甘肃、新疆、河北、河南、安徽、山东、贵州和云南等省区最新发布的工业用水定额；先进定额则参考《煤炭行业清洁生产》。

由表 4-7 可以看出，北方地区的煤炭基地原煤开采和洗选用水定额普遍少于南方地区的煤炭基地，其中山西和陕西省的煤炭开采、洗选限定值在几个省份中最为严格，每吨原煤开采用水 0.25 立方米，每吨原煤洗选用水 0.1 立方米，内蒙古紧随其后，为吨煤开采 0.3 立方米，吨煤洗选 0.12 立方米。而内蒙古的行业用水先进值指标排名也仅次于陕西省，为吨煤开采水耗神东 0.09 立方米，蒙东 0.06 立方米，吨煤洗选用水为 0.1 立方米。

根据重点能源基地规划的 2020 年原煤产能及煤炭开采与洗选产品定额，分析预估各重点能源基地 2020 年新增煤炭需水量，结果见表 4-8 所示。若按照取水定额限定的最大取水量计算，到 2020 年，重点能源基地新增需水总量约为 7.2 亿 m³，其中新疆基地新增 2.84 亿 m³，两淮基地新增 1.23 亿 m³，冀中和鲁西基地略有减小，其余基地新增需水量在 0.9 亿 m³ 以内；如果考虑节水技术发展及应用情况，煤矿通过改进煤炭开采和洗选技术，推广节水技术的普及应用，采用取水定额先进值计算，预计新增需水量约为 3.25 亿 m³，能够节约用水 3.95 亿 m³，大幅降低 2020 年煤炭开采和洗选需水量。

表 4-8　14 个重点能源基地 2020 年煤炭开采与洗选需水量预测

编号	煤炭基地名称	现状煤炭产能/亿 t	2020 年新增产能/亿 t	用水定额/m^3/t		2020 年新增需水量/亿 m^3	
				限定值	先进值	限定值	先进值
1	神东	7.00	0.84	0.35	0.15	0.17	0.07
2	蒙东	3.38	0.45	0.42	0.16	0.19	0.07
3	宁东	0.61	0.69	0.45	0.32	0.31	0.22
4	晋北	4.88	0.45	0.35	0.23	0.13	0.08
5	晋中	1.64	0.15	0.35	0.23	0.05	0.03
6	晋东	2.62	0.24	0.35	0.23	0.08	0.05
7	陕北	3.54	1.42	0.35	0.15	0.50	0.21
8	黄陇	0.72	1.47	0.42	0.175	0.70	0.29
9	新疆	1.23	6.31	0.45	0.2	2.84	1.26
10	冀中	0.91	—	0.68	0.2	—	—
11	河南	1.44	0.20	0.6	0.2	0.12	0.04
12	两淮	1.01	0.72	1.7	1.1	1.23	0.80
13	鲁西	1.34	—	0.49	0.2	—	—
14	云贵	2.39	0.63	1.25	0.2	0.88	0.13
总计		32.70	12.77	0.59	0.27	7.2	3.25

内蒙古神东和蒙东煤炭基地现状煤炭生产能力共计 10.38 亿吨，占全国 14 个煤炭基地总产能的 31.7%，其中，神东煤炭基地产能 7 亿吨，预计 2020 年增加到 7.84 亿吨，居全国之首。而按照内蒙古自治区煤炭行业用水的限定值和先进值计算，2020 年内蒙古煤炭行业新增用水量在 0.14 亿～0.36 亿立方米之间，蒙东和神东基地各占 1/2。就煤炭产能的增加量和新增用水量而言，山西、陕西、宁夏等煤炭基地的指标都不及内蒙古，但值得注意的是，2020 年新疆煤炭基地的煤炭产量快速增长，涨幅由 1.23 亿吨增长至 7.54 亿吨，跃升为全国第二大煤炭生产基地，但由于新疆基地的用水定额限定值与先进值不及神东基地，因此其用水增量也十分巨大，占全国 14 个煤炭基地的 38.7%～39.4%。

(2) 火力发电

在中电联发布的《电力工业“十二五”规划滚动研究报告》中，介绍了 16 个规划建设的国家级大型煤电基地。2014 年 1 月，国家能源局制定的《2014 年能源工作指导意见》明确指出：要优化布局，加快清洁煤电基地和输电通道建设。出台煤电基地科学开发指导意见，在新疆、内蒙古、山西、宁夏等煤炭资源富集地区，按照最先进的节能节水环保标准，建设大型燃煤电站(群)。推进鄂尔多斯、锡盟、晋北、晋中、晋东、陕北、宁东、哈密、准东等 9 个以电力外送为主的千万千瓦级现代化大型煤电基地建设。

根据国家及地方“十二五”规划、中长期发展等规划，对大型煤电基地拟建火电项目进行汇总，统计得到各重点能源基地到 2020 年新增火电装机规模的基本情况，见图 4-3。可以看出，蒙东、神东、新疆、宁东、陕北五大能源基地是未来火电装机增长最快的区域，2020 年新增装机规模分别达到 8.67 万 MW、5.29 万 MW、5.28 万 MW、4.57 万 MW、3.91 万 MW，占新增总装机容量的 61%，火电装机快速发展的同时所面临的水资源短缺形势也日益严峻。

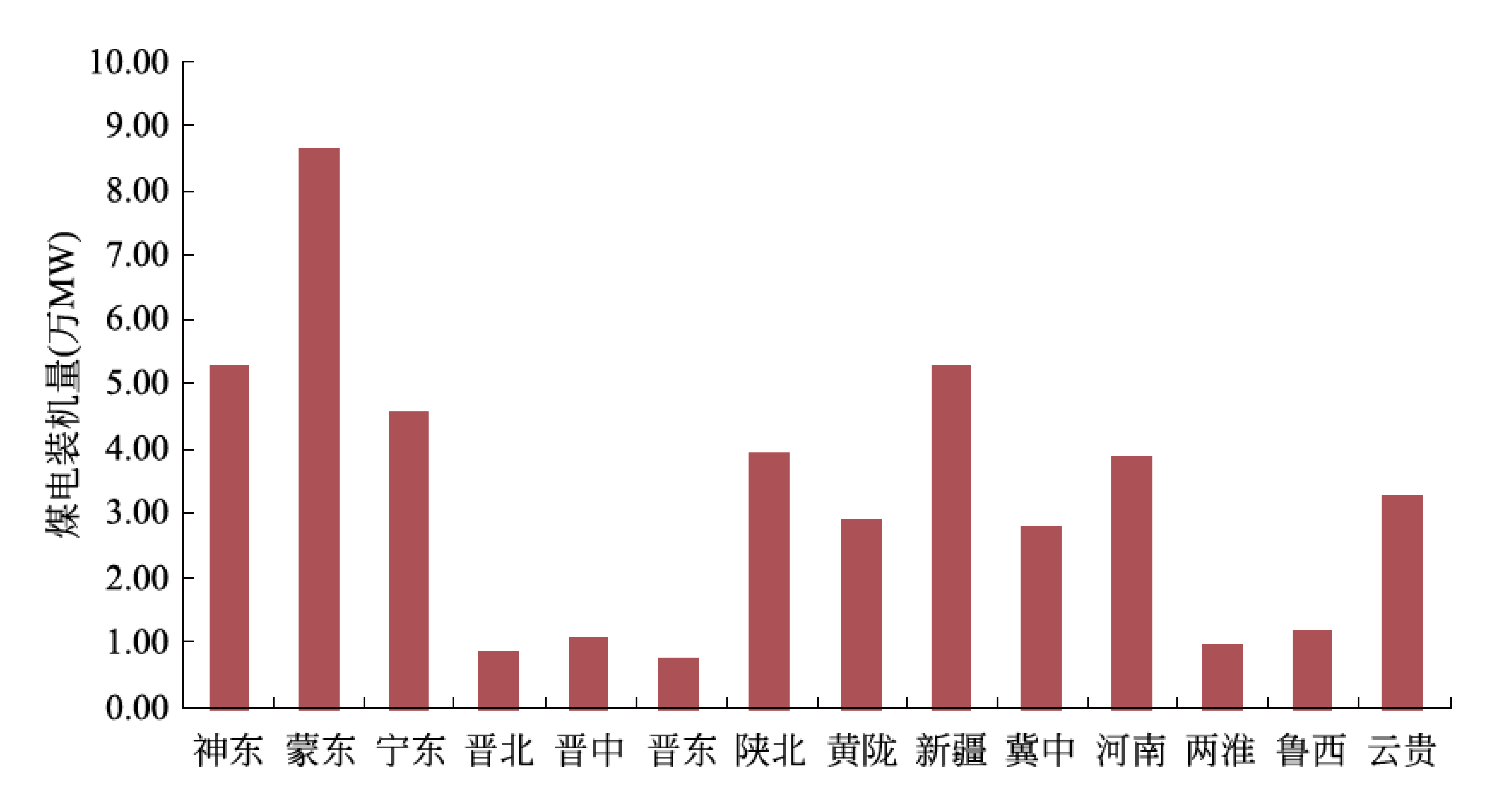


图 4-3　我国 14 个重点煤炭基地 2020 年新增装机容量

2013 年，工业和信息化部、水利部、国家统计局、全国节约用水办公室四部门联合印发的《重点工业行业用水效率指南》对火电行业单位产品的取水指标进行了梳理，见表 4-9。可以看出，空冷和直流冷却发电机组较传统的循环冷却机组的取水量大幅减小，取水量平均减少 80%左右，节水效果显著。

表 4-9　火电行业单位产品取水量指标

分类/单机容量		单位发电量取水量（m^3/MW·h）			单位装机容量取水量（m^3/s·GW）
		先进值	平均值	限定值	准入值
循环冷却	＜300MW	2.2	2.7	3.2	0.88
	300MW 级	2.03	2.39	2.75	0.77
	＞600MW 级以上	1.94	2.13	2.4	0.77
直流冷却	＜300MW	0.6	0.9	0.79	0.19
	300MW 级	0.38	0.42	0.54	0.13
	＞600MW 级以上	0.33	0.43	0.46	0.11
空气冷却	＜300MW	0.5	0.65	0.95	0.23
	300MW 级	0.38	0.41	0.63	0.15
	＞600MW 级以上	0.35	0.44	0.53	0.13

＊数据来源及说明：

1）先进值和平均值取自行业调研数据；

2）限定值和准入值取自《取水定额第 1 部分：火电》(GB/T 18916.1—2012)国家标准，准值为单位装机容量取水量指标；

3）单机容量 300MW 级包括：300MW＜单机容量＜500MW 的机组，单机容量 600MW 级及以上包括：单机容量＞500MW 的机组；

4）热电联产发电企业取水量应增加对外供汽、供热不能回收而增加的取水量(含自用水量)；

5）配备湿法脱硫系统且采用直流冷却或空气冷却的发电企业，当脱硫系统采用新水为工艺水时，可按实际用水量增加脱硫系统所需的水量；

6）当采用再生水、矿井水等非常规水源及水质较差的常规水资源时，取水量可根据实际水质情况适当增加。

此外，各省区也分别制订了火电取水定额指标，见表 4-10。根据各省区公布的取水定额，可以看出，不同地区、不同规模及不同的冷却方法对火电用水需求有着较大的影响，用水定额的大小不仅反映了用水的效率，同时也是该地区水资源紧缺程度的具体反映。

表 4-10　各省区火电取水定额

序号	省区	定额值（m^3/MW·h）					
		循环冷却		直流冷却		空冷	
		300MW 以下	300MW 以上	300MW 以下	300MW 以上	300MW 以下	300MW 以上
1	内蒙古	4.8	3.84	1.2	0.72	0.8	
2	宁夏	4.8	3.84				
3	山西	1.8	1.44			0.54	0.432
4	新疆	3.889					
5	陕西	1.8	1.44			0.54	0.432
6	甘肃	4.8	3.84	1.2	0.72		
7	河北	3	2.39	1.2	0.72	1.2	2.15
8	河南	4.8	3.84	1.2	0.72		
9	山东	3	3.5	1	0.5		
10	安徽	4.0～6.0	3.0～5.0	100～120	60～70		
11	云南	3.2	2.75	0.79	0.54	0.95	0.63
12	贵州	3.6	2.9				

随着空冷技术的成熟及推广，未来规划新建的火电厂多采用空冷技术，尤其是在西北缺水的大型煤电基地，更是强制采用空冷技术，以节约水资源，保障电力供水安全。根据对各省区火电用水定额、实际平均用水定额及未来先进用水定额的分析，优先发展的九大煤电基地不同条件下的用水定额见表 4-11。其中，考虑到新增火电装机主要采用空冷技术，因此表中的限定值和先进值均采用了各省的指导取水定额中空冷机组对应的数值，缺值的省份参考表 4-11 的调查数据；平均值则是根据 2012 年统计的发电量和取水量分析得到；未来先进值则是在当前定额指南先进值的基础上，进一步考虑节水技术进步情况假定能够达到的用水水平。

表 4-11　14 个重点能源基地火电取水定额及预测

编号	基地名称	所在省区	火力发电空冷机组取水定额（m^3/MW·h）			
			发布限定值	发布先进值	现状值	未来先进值
1	神东	内蒙古	0.80	0.50*	0.80	0.30
2	蒙东	内蒙古	0.80	0.50*	0.50	0.30
3	宁东	宁夏	0.95*	0.50*	1.00	0.30
4	晋北	山西	0.54	0.432	0.97	0.30
5	晋中	山西	0.54	0.432	0.90	0.30
6	晋东	山西	0.54	0.432	1.50	0.30
7	陕北	陕西	0.54	0.432	0.80	0.30

续表

编号	基地名称	所在省份	火力发电空冷机组取水定额(m^3/MW·h)			
			发布限定值	发布先进值	现状值	未来先进值
8	黄陇	甘肃	0.54*	0.432*	1.00	0.30
		陕西	0.54	0.432	0.80	0.30
9	新疆	新疆	0.95*	0.50*	1.20	0.30
10	冀中	河北	1.20	0.86	1.40	0.30
11	河南	河南	0.95*	0.50*	1.95	0.30
12	两淮	安徽	0.95*	0.50*	8.25	0.30
13	鲁西	山东	0.95*	0.50*	1.25	0.30
14	云贵	贵州	0.95*	0.50*	2.7	0.30
		云南	0.95*	0.63*	2.7	0.30

*数据说明：

1. 带*号的数据表示该省未设置相应取水定额值，参考表4-9中的调查数据，按照最低用水水平选取；
2. 现状值包括了空冷和湿冷后的综合定额。

如表4-11所示，山西、陕西和甘肃省对火电空冷机组的取水指标要求较为严格，行业限定在0.432～0.54m^3/MW·h以内，而实际现状值却在0.8～1.5m^3/MW·h之间不等，相比而言，内蒙古发布的火电空冷机组取水定额更为实际，在0.5～0.8m^3/MW·h之间，而实际现状值神东基地为0.8m^3/MW·h，蒙东基地则能够达到0.5m^3/MW·h，预计未来全国范围内该指标有希望降低至0.3m^3/MW·h。

据初步统计，到2020年，重点能源基地新增装机规模45.38万MW。假定原有火电装机维持用水效率不变，新增火电装机全部采用空冷机组，根据发布的取水定额限定值，预测重点能源基地新增需水量约为19.32亿m^3。其中，蒙东、神东、宁东、新疆等基地2020年的新增装机需水量均超过2亿m^3，是发电用水较为集中的区域。若加强节水技术推广与应用，达到发布的取水定额先进值，则预计需要新增水量11.7亿m^3。蒙东基地仍是新增需水量最大的能源基地，新增需水量达到2.17亿m^3，也是充分节水后新增水量仍然超过2亿m^3的能源基地。详见表4-12。

表4-12 14个重点能源基地2020年火电新增需水量预测结果

编号	基地名称	现状发电量(亿千瓦时)	2020年新增装机量(万MW)	用水定额(m^3/MW·h)		2020年新增需水量(亿m^3)	
				限定值	先进值	限定值	先进值
1	神东	1109.86	5.29	0.8	0.5	2.11	1.32
2	蒙东	1016.29	8.67	0.8	0.5	3.47	2.17
3	宁东	672.67	4.57	0.95	0.5	2.17	1.14
4	晋北	941.72	0.87	0.54	0.432	0.24	0.19
5	晋中	825.39	1.04	0.54	0.432	0.28	0.22
6	晋东	687.70	0.76	0.54	0.432	0.21	0.16

续表

编号	基地名称	现状发电量（亿千瓦时）	2020年新增装机量（万MW）	用水定额（m^3/MW·h）		2020年新增需水量（亿 m^3）	
				限定值	先进值	限定值	先进值
7	陕北	468.29	3.91	0.54	0.432	1.06	0.84
8	黄陇	483.18	2.90	0.54	0.432	1.19	0.72
9	新疆	777.96	5.28	0.95	0.5	2.51	1.32
10	冀中	1183.04	2.81	1.2	0.86	1.68	1.21
11	河南	1850.30	3.87	0.95	0.5	1.84	0.97
12	两淮	612.00	0.98	0.95	0.5	0.47	0.25
13	鲁西	1194.21	1.17	0.95	0.5	0.56	0.29
14	云贵	1343.63	3.27	0.95	0.565	1.55	0.89
总计		13166.24	45.38	0.80	0.51	19.32	11.70

按照各煤炭基地所在省区的火电装机新增量和火电行业用水限定值、先进值推算，未来蒙东基地由于新增将近9千万千瓦的火电装机，所以预计将增加2.17亿～3.47亿立方米的火电用水，而神东基地紧随其后也将增加5千万千瓦以上的装机容量，同时新增1.32亿～2.11亿立方米的火电行业用水量，两个基地的装机新增量占全国14个煤炭基地装机新增量总和的30.8%，而新增用水量占14个基地之和的28.9%～29.8%。由此判断，未来内蒙古自治区煤电行业仍是水资源增量的最大组成部分。

（3）煤化工

目前，我国现代煤化工仍处于示范建设阶段。在“十一五”期间我国建设投产了部分重大煤化工项目，根据《石油和化学工业“十一五”发展规划纲要》，我国“十一五”时期开工建设的一批煤化工重大项目目前已基本建成并投产运行。

国家能源局制定的《煤炭深加工示范项目规划》提出将在“十二五”期间逐步批准和建设15个煤化工示范项目，这些项目预计到2020年才能建成投产，形成规模。新型煤化工项目详见表4-13。

表4-13　“十三五”期间预计建成投产的煤化工示范项目

序号	示范区	建设地点	项目名称	建设单位	建设规模
1	新疆伊犁综合示范区	新疆伊犁	55亿 m^3 煤制天然气	庆华集团	55亿 m^3/a
2		新疆伊犁	煤化电热一体化项目（以煤制天然气为主产品）	新汶、中电投等企业比较选择或联合	60亿 m^3/a
3	新疆准东综合示范区	新疆准东	煤化电热一体化项目（以煤制天然气为主产品）	中石化牵头，华能、兖矿、新疆龙宇能源、潞安、神华、中煤、新疆兵团等参与	349亿 m^3/a
4		新疆准东	煤炭分质综合利用示范项目	华电牵头，相关企业参与	50万t/a煤焦油加氢

续表

序号	示范区	建设地点	项目名称	建设单位	建设规模
5	内蒙古示范项目	内蒙古鄂尔多斯	300万t二甲醚	中天合创公司	300万t/a
6		内蒙古西部	煤炭清洁高效综合利用项目(煤制天然气、油品、焦油、烯烃及联产电力等产品)	煤电化企业优选和组合	60亿m^3/a
7		内蒙古兴安	煤化电热一体化项目(以煤制天然气为主产品)	煤电化企业比较选择	60亿m^3/a
8	陕西省示范项目	陕西榆林	100万t煤间接液化	兖矿集团延长石油集团	100万t/a
9		陕西	煤化电热一体化项目(以煤制烯烃为主产品)	神华集团、陕西煤化、陶氏公司等	700万t/a
10	山西省示范项目	山西	高灰、中高硫煤炭清洁高效综合利用项目(煤制天然气、油品、焦油、烯烃及联产电力等产品)	煤电化企业比较选择	300万t/a甲醇;60万t/a烯烃
11	宁夏示范项目	宁夏宁东	400万t煤间接液化	神华宁煤集团	400万t/a
12	安徽省示范项目	安徽	煤化电热一体化项目(以煤制天然气为主产品)	煤电化企业比较选择	170万t/a甲醇;60万t/a煤制烯烃
13	云南省示范项目	云南	褐煤综合利用项目	煤电化企业比较选择	2亿m^3/a煤制天然气;50万t/a甲醇
14	贵州省示范项目	贵州	煤化电热一体化项目(以煤制烯烃为主产品)	煤电化企业比较选择	60万t/a聚烯烃
15	河南省示范项目	河南	煤化电热一体化项目(以煤制烯烃为主产品)	煤电化企业比较选择	180万t/a烯烃

根据有关省区发布的煤化工产品用水定额，整理重点能源基地相关定额指标见表4-14。根据表4-14，未来煤化工行业主要集中于西北地区的煤炭基地，其中内蒙古的煤炭基地对于煤制油、煤制气、煤制二甲醚和炼焦项目的用水要求最为严格，分别为6m^3/t、8m^3/1000m^3、1.5m^3/t和0.5～1.6m^3/t，这三类项目也是《内蒙古清洁煤炭能源与煤化工产业规划》中准备重点发展的项目类型。

表4-14　煤化工产品用水定额

编号	基地名称	所在省区	煤化工产品定额(m^3/t)					
			煤制气(m^3/1000m^3)	煤制油	甲醇	二甲醚	烯烃	焦炭
1	神东	内蒙古	8	6	10	1.5		0.5～1.6
2	蒙东	内蒙古	8	6	10	1.5		0.5～1.6
3	宁东	宁夏						
4	晋北	山西	15	25	8	1.5	1.5	0.8～1.8
5	晋中	山西	15	25	8	1.5	1.5	0.8～1.8

续表

编号	基地名称	所在省区	煤化工产品定额(m^3/t)					
			煤制气($m^3/1000m^3$)	煤制油	甲醇	二甲醚	烯烃	焦炭
6	晋东	山西	15	25	8	1.5	1.5	0.8～1.8
7	陕北	陕西	15	25	8	2	2	1.4
8	黄陇	甘肃			10		1.5	2.2
		陕西	15	25	8	2	2	1.4
9	新疆	新疆	8～67	10.5～14			34.1	2.5～6
10	冀中	河北						0.8～1.56
11	河南	河南			20.3		22	3
12	两淮	安徽						
13	鲁西	山东			8	1.1		
14	云贵	贵州					22	
		云南						

* 部分省区制定的工业用水定额没有涉及煤化工产品取水定额的信息。

根据拟建的煤化工项目，结合各省区煤化工产品定额，计算得到 2020 年重点能源基地煤化工产业新增需水量(见表 4-15)。根据预测结果，若按照用水定额及用水水平，到 2020 年新建煤化工产品共计新增需水量 11.62 亿 m^3，其中两淮、新疆、陕北三个基地的新增需水量最大，占新增总需水量的 75%；若采用先进生产工艺，提高冷却效率和用水水平，则可以显著降低用水需求，共计需水 7.36 亿 m^3。

表 4-15　重点能源基地 2020 年煤化工产业新增需水量

编号	基地名称	煤化工规模	2020 年新增规模	2020 年新增需水量(亿 m^3)	
				限定值	先进值
1	神东	甲醚 40 万 t、直接煤制油 108 万 t、间接煤制油 16 万 t、煤制二甲醚 40 万 t、电石 60 万 t+80 万 t、煤制气 36 亿 m^3、煤制乙二醇 100 万 t、煤制甲醇 100 万 t、煤制烯烃 60 万 t	煤制二甲醚 300 万 t、煤制气 60 亿 m^3	0.47	0.32
2	蒙东	煤制乙二醇 20 万 t+20 万 t、煤制丙烯 46 万 t、煤制甲醇 120 万 t、煤制气 40 亿 m^3	煤制气 60 亿 m^3	0.41	0.27
3	宁东	煤制烯烃 52 万 t、甲醇 85 万 t+30 万 t+15 万 t、焦油 30 万 t、焦化 220 万 t+110 万 t、炼油 500 万 t、重油催化 80 万 t、脱硫石膏20 万 t	煤间接液化 400 万 t	0.44	0.32

续表

编号	基地名称	煤化工规模	2020年新增规模	2020年新增需水量（亿 m³）	
				限定值	先进值
4	晋北		煤制甲醇300万t、煤制烯烃60万t	0.25	0.20
5	晋中	煤焦化10万t		0.00	0.00
6	晋东	间接煤制油16万t、二甲醚20万t+10万t		0.00	0.00
7	陕北	煤制甲醇40万t	煤间接液化400万t、煤制烯烃700万t	1.65	1.13
8	黄陇			0.00	0.00
9	新疆	甲醚80万t	煤制气464亿 m³、焦油50万t	3.23	2.10
10	冀中			0.00	0.00
11	河南	煤制乙二醇40万t、煤制甲醇50万t+25万t	煤制烯烃60万t	0.40	0.27
12	两淮		煤制甲醇170万t、煤制烯烃60万t	3.87	2.26
13	鲁西			0.00	0.00
14	云贵		煤制气2亿 m³、煤制甲醇50万t	0.90	0.50
总计				11.62	7.36

按照内蒙古新增煤化工项目产能计算，2020年内蒙古地区煤炭基地煤化工新增需水量在0.59亿～0.88亿立方米之间，占全国14个煤炭基地煤化工用水总需求量的7.6%～8.0%。其中蒙东基地新增60亿立方米的煤制气项目，配套0.27亿～0.41亿立方米的水资源，而神东基地除新增一个60亿立方米的煤制气项目外，还增加一个300万吨的煤制二甲醚项目，共新增水需求量0.32亿～0.47亿立方米，由此可见神东基地对煤化工项目的水耗指标要求十分严格。相比而言，陕北和新疆煤炭基地对于煤化工项目的推广力度相对较大，分别新增400万吨煤间接液化制油、700万吨煤制烯烃和464亿立方米煤制气、50万吨焦油，对应新增用水需求1.13亿～1.65亿立方米和2.10亿～3.23亿立方米。另外，两淮煤炭基地也有意规划170万吨煤制甲醇和60万吨煤制烯烃项目，预计新增需水量2.26亿～3.87亿立方米。

4.2.3　重点煤炭基地2020年需水总量

综上所述，14个重点能源基地2020年煤炭开采与洗选、煤电和煤化工产业新增需水总量38.15亿 m³，其中煤炭开采与洗选产业需水7.2亿 m³，占总需水量的19%；煤电产业需水量达19.32亿 m³，占总需水量的51%；煤化工产业需水量11.62亿 m³，占需水总量的30%。若进一步强化节水措施，提高节水技术推广应用，总需水量可降至22.32亿 m³，节约用水15.83亿 m³，如表4-16所示。

表 4-16　重点能源基地 2020 年新增需水量结果　　　（单位：亿 m³）

编号	基地名称	煤炭		煤电		煤化工		合计	
		限定值	先进值	限定值	先进值	限定值	先进值	限定值	先进值
1	神东	0.17	0.07	2.11	1.32	0.47	0.32	2.76	1.70
2	蒙东	0.19	0.07	3.47	2.17	0.41	0.27	4.07	2.51
3	宁东	0.31	0.22	2.17	1.14	0.44	0.32	2.92	1.68
4	晋北	0.13	0.08	0.24	0.19	0.25	0.20	0.61	0.47
5	晋中	0.05	0.03	0.28	0.22	0.00	0.00	0.33	0.26
6	晋东	0.08	0.05	0.21	0.16	0.00	0.00	0.29	0.22
7	陕北	0.50	0.21	1.06	0.84	1.65	1.13	3.20	2.19
8	黄陇	0.70	0.29	1.19	0.72	0.00	0.00	1.89	1.01
9	新疆	2.84	1.26	2.51	1.32	3,23	2.10	8.58	4.68
10	冀中			1.68	1.21	0.00	0.00	1.68	1.21
11	河南	0.12	0.04	1.84	0.97	0.40	0.27	2.35	1.28
12	两淮	1.23	0.80	0.47	0.25	3.87	2.26	5.57	3.30
13	鲁西			0.56	0.29	0.00	0.00	0.56	0.29
14	云贵	0.88	0.13	1.55	0.89	0.90	0.50	3.33	1.52
合计		7.2	3.25	19.32	11.7	11.62	7.36	38.15	22.32

综合来看，预计 2020 年内蒙古的煤炭基地用于煤炭开采和洗选业的水资源增量占全国所有煤炭基地之和的 4.3%～5.0%，用于煤化工的水资源增量占全国煤炭基地之和的 7.8%～8.0%，而用于煤电的水资源增量占全国煤炭基地之和的 28.9%～29.8%，煤炭工业总计水资源增量占全国煤炭基地之和的 17.9%～18.8%。由此可推断，内蒙古煤炭工业未来的发展，水资源将重点支撑煤电行业，占两个煤炭基地合计新增用水量的 81.7%～82.9%，从量和比重的层面上说，都在西部省份中位列第一。

其中，蒙东基地的煤电用水增量在全国 14 个煤炭基地中是最大的，两淮基地的煤化工用水增量在 14 个基地中也是最大，值得注意的是，新疆基地的煤炭开采和洗选业用水增量最大，而且由于其煤电基地用水和煤化工用水也很大（均位列第二位），所以煤炭行业总用水量在 14 个煤炭基地中位列第一，占到所有基地总量的 21.0%～22.5%，煤炭工业需水量增长惊人。按照这样的产能规模来推算，未来新疆在煤炭工业领域将成为内蒙古的主要竞争者。

从地域分布上来看，新疆、两淮、蒙东三大能源基地到 2020 年的用水需求增量最大，新增用水需求占总新增需水量的 48%左右；山西的晋北、晋中和晋东以及鲁西能源基地新增需水量增幅较小，基本保持平稳。如图 4-4 所示。

从能源需水结构分布来看（见图 4-5），到 2020 年，煤电产业仍然是能源行业的第一用水大户，新增需水量占能源行业总新增需水量的 51%，除晋北、陕北、新疆、两淮和云贵外，其余 9 大基地的煤电产业用水占比均超过 50%，因此煤电产业的节水是整个能源行业节水的关键。

随着规划新建的一批大型煤化工项目建成投产，煤化工产业用水需求激增，从 6%迅速

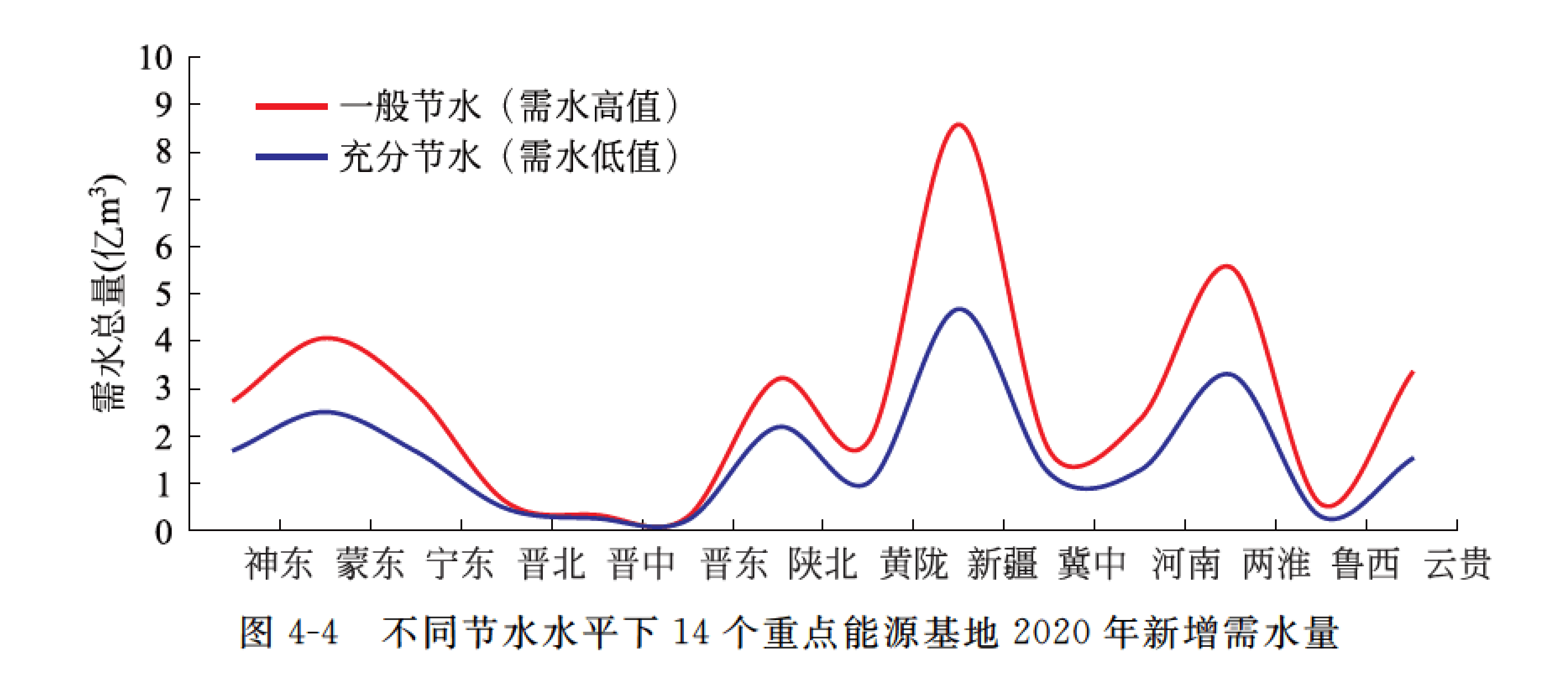


图 4-4　不同节水水平下 14 个重点能源基地 2020 年新增需水量

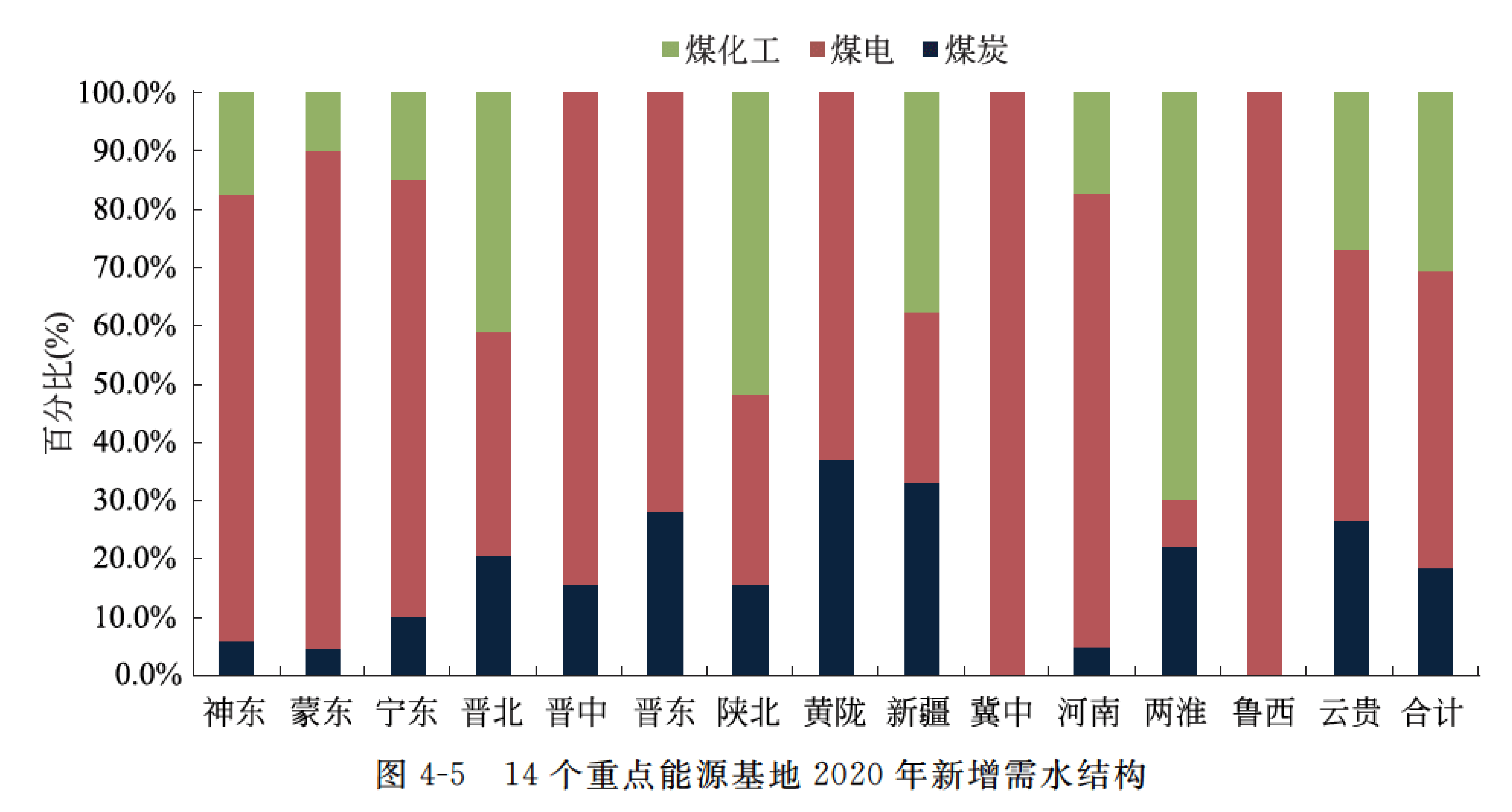


图 4-5　14 个重点能源基地 2020 年新增需水结构

提升至 2020 年的 30%左右，其中在两淮、陕北、晋北、新疆四个能源基地，煤化工已经超过煤电成为第一大用水户，新增用水需求向煤化工产业倾斜的趋势显著。

4.2.4　不确定性分析

（1）高需求与低供给遭遇问题

如前所述，由于水资源与气象和地理分布、年份、季节等非常相关，这样在现实情况下，就可能发生低供给的情形。如果低供给遭遇高需求，则一部分能源基地的供水保障将受到威胁（见图 4-6，这是对 2020 年可能出现的一种情形分析）。通过对比不难发现，如果水资源低供给情景遇到用水高需求情景，则神东、晋东、陕北、黄陇、河南、两淮等六大煤炭基地的用水需求将不能得到保障。因此，这些煤炭基地在寻求本研究所分析的水源保障途径基础上，仍需进一步扩大可能的水源供给，出台相应的管理措施、促进能源基地各行业节水、提高水资源利用效率，这样才能保障能源基地的供水安全。

（2）特殊年份供水低保证率问题

在本研究中，区域工程供水能力均采用多年平均来水条件下的数据，最严格水资源管理用水总量控制指标也是多年平均条件下对各区域用水的限制值。但是，大部分煤炭基地所在区域都属于来水年内年际分布不均、丰枯变化较大的地区（见图 4-7），导致在干旱年份区

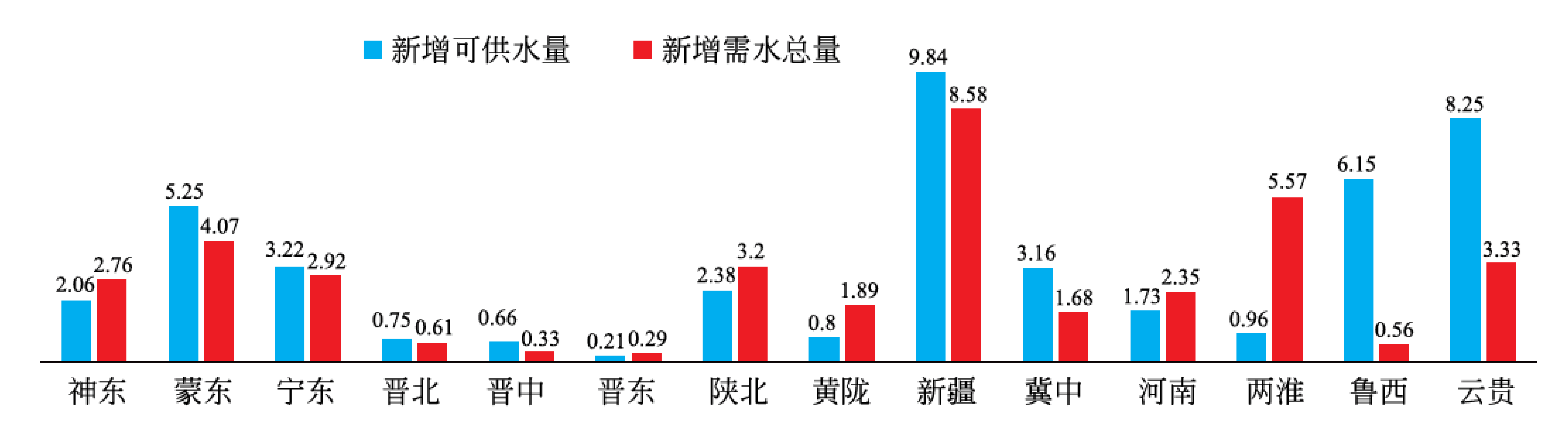


图 4-6　14 个重点能源基地 2020 年水资源供需匹配的不利因素

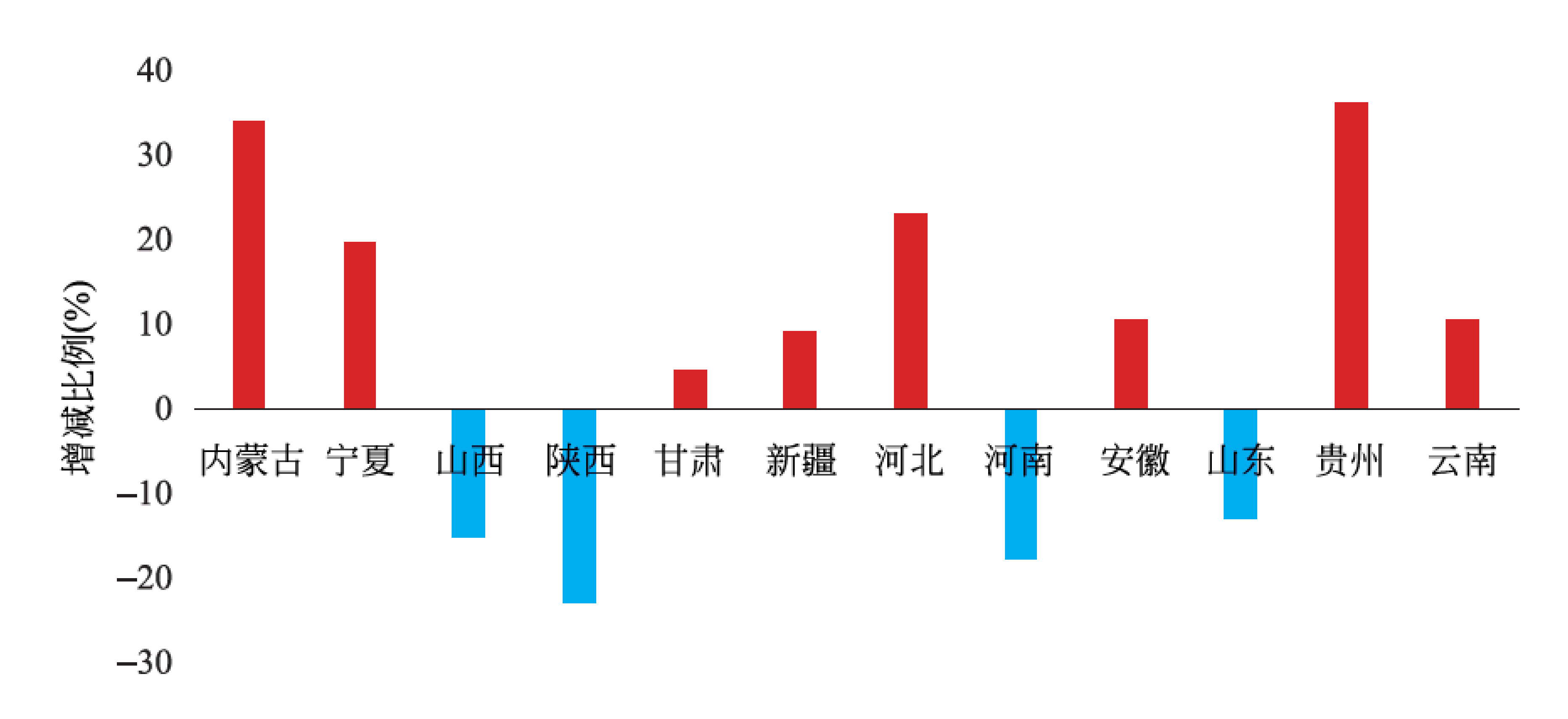


图 4-7　重点能源基地所在省区 2020 年水资源供需匹配的不利情况

域供水保证率比较低，因此按照多年平均来水条件进行估算结果偏于乐观。在能源基地实际供水工作中还要进一步考虑来水丰枯变化的影响。

从图中不难看出，内蒙古自治区的神东基地仅次于贵州，属于丰枯年变化较大的地区，未来供水的保证率存在较大的风险。

(3) 耗水指标与用水指标协调问题

在水资源管理中存在两个总量概念，一是资源的分配量，这是基于水权分配的区域允许资源消耗量；二是用水控制量，这是资源管理层面的区域取水许可量及调度管理层面的区域可取水量，对于大多数区域来讲，耗水量要低于用水量。区域在水资源开发利用过程中，既受到实际配水量的约束，也受到资源取用量即用水总量的限制，同时还要兼顾断面下泄的要求。在本次研究中，主要从用水角度进行分析，内蒙古煤炭基地可能存在未来用水受制于耗水总量控制的情况。

(4) 产权管理导致的用水成本增加问题

当前我国水资源管理逐步从资源管理向产权管理转变，随着管理的进一步规范，未来能源基地增量供水成本可能包括：水资源费、水权转让费、取水许可容量费、计量水价等多项内容，给能源基地发展带来了较大的经济压力。

另一方面，在能源基地可供水量估算中，有 16 亿 m^3 的可能供水是通过水权置换获得的，这还属于偏于理想的规划数据。进行水权置换必须具备三个基本条件：一是有相应的法律政策支撑，二是水权转让方即农业用水户有转让水权的意愿，三是能源基地可承受相应的费用。水权置换在我国仍处于探索阶段，政策与技术体系都还亟待完善，这给能源基地未来

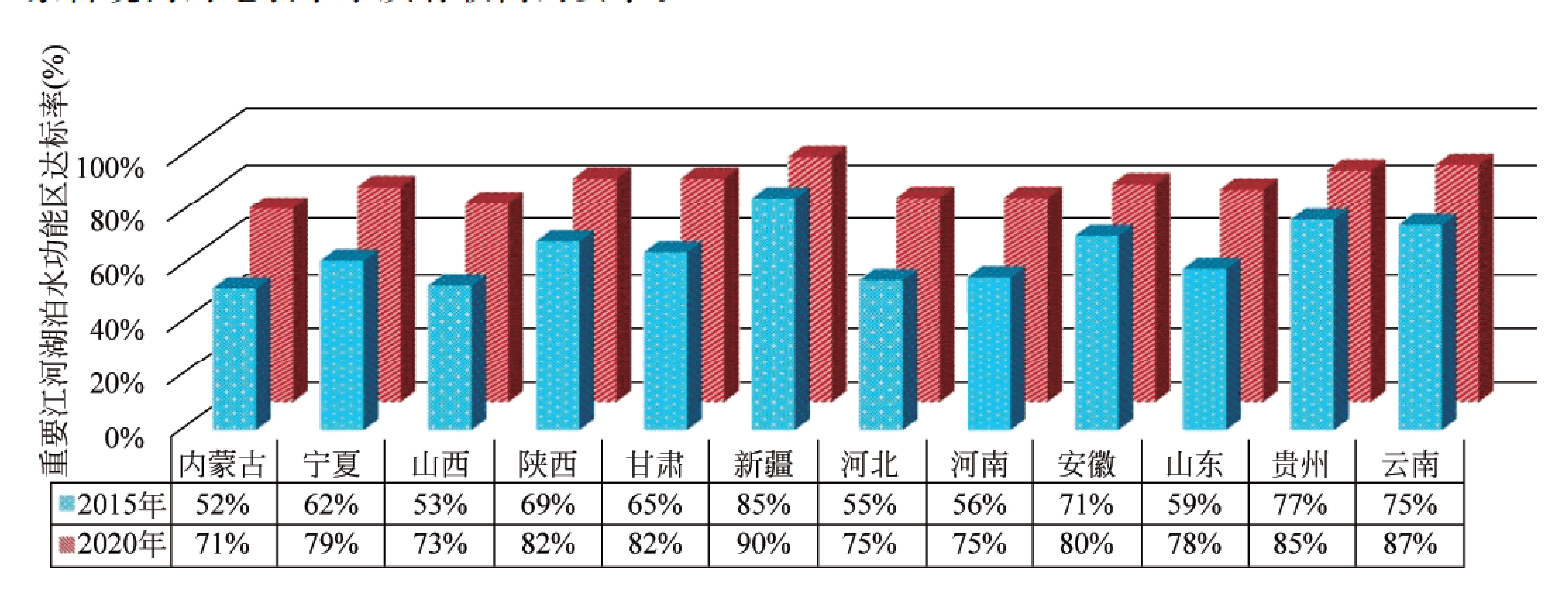
供水保障带来一定的不确定性。

内蒙古自治区在水权置换问题上一直以来是一个重大问题，尤其是黄河水的置换。因为内蒙古西部河套灌区是我国重要的粮食基地，而且据生态环保专家称，河套灌区的水利工程还承载着湿地保护的重要功能，一旦大规模进行置换并采取节水农业灌溉，那么有可能威胁到湿地生态环境功能。所以，未来到底有多少黄河水可以置换到工业用水上，存在很大的不确定性，需要做基础评估工作。

（5）未来水环境质量要求会对能源基地发展形成更严格的制约

能源行业的发展给区域水环境保护带来严峻的考验，煤炭开采形成的矿井水含有悬浮物（SS），未经处理矿井水直接排放，污染地表水，并通过岩溶裂隙形成渗漏污染，排污场地污染物垂直下渗污染岩溶水，此外矸石山的淋溶水时常含酸性和有害重金属元素。火力发电废水中含有大量的酸碱、总固体悬浮物、油脂、有机污染物、富营养污染物以及放射性污染物等。煤化工行业生产废水水量大，水质复杂，以酚和氨为主，并且含有大量的联苯、吡啶吲哚和喹啉等有毒污染物，毒性大，有一些有机物很难降解。

另一方面，我国逐渐重视水环境保护，最严格水资源管理制度明确设定了各省、自治区、直辖市重要江河湖泊水功能区水质达标率控制目标，“十三五”期间，能源基地所在省级行政区的重要江河湖泊水功能区水质达标率要较“十二五”期间有一个很大的提升（见图 4-8），这对能源基地发展提出了严格的要求，也对其发展形成了进一步约束。其中，对内蒙古境内的地表水水质有较高的要求。



	内蒙古	宁夏	山西	陕西	甘肃	新疆	河北	河南	安徽	山东	贵州	云南
2015年	52%	62%	53%	69%	65%	85%	55%	56%	71%	59%	77%	75%
2020年	71%	79%	73%	82%	82%	90%	75%	75%	80%	78%	85%	87%

图 4-8　能源基地所在省区 2015 年与 2020 年江河湖泊水功能区达标要求

第五章　结论及政策建议

5.1　主要结论

煤炭约占我国一次能源消费的66%，是水资源需求最为集中和强烈的能源类型。因此，项目以内蒙古的两大煤炭基地为主要研究对象，围绕煤炭开采、煤电开发和煤化工建设进行了能源与水资源支撑与制约关系、水资源形势、"十三五"可供水量和用水需求等系统分析研究，得出以下五点结论：

（1）内蒙古自治区煤炭基地布局与水资源禀赋格局不匹配

就全国而言，截至2010年底，全国煤炭保有资源储量13412亿吨，比2005年增加约3000亿吨，其中西部缺水地区的增量占全国的90%以上，煤炭开发逐渐向水资源短缺的西部转移。海河、黄河、淮河、西北内陆诸河和辽河流域以占全国13%的水资源量承载着全国约80%煤炭储量。其中神东煤炭基地地处西部黄河流域，该地区用水竞争异常激烈，在现有的用水分配方案中，增加工业用水的空间非常小，而该地区煤炭资源从量与质综合评价，处于全国首位，所以严重的水资源缺乏和相对优质、充足的煤炭资源造成煤炭基地布局与水资源禀赋严重不匹配。蒙东基地位于松花江流域和辽河流域，水资源条件稍好，但是该地区的煤炭资源又属于褐煤为主，资源品质非常差，造成了另一种煤炭基地与水资源的不相匹配，即在蒙东地区开发价值较低的煤炭资源与相对充足的水资源不匹配。

（2）内蒙古自治区煤炭基地建设和开发受到区域水生态环境严重约束

我国主要水源富集区所在的海河、黄河、淮河、辽河流域以及西北诸河区，水资源开发利用程度都超过了40%，已接近甚至超过其开发利用的阈值。首先，内蒙古自治区神东地处水资源条件匮乏的西北地区，造成了水环境的先天缺陷，水体纳污能力极为有限，而采煤洗煤、煤化工、天然气、石化以及与其配套的公路铁路等基础设施建设均会对水环境造成较大影响。而且，能源产业的发展必然使大量耕地、林地、草地变为矿区及建设用地，造成水体污染、水土流失、湿地萎缩、生物多样性减少，使原本脆弱的水生态环境进一步恶化。其次，内蒙古自治区蒙东地区虽然水资源条件相对要好，但是，这些水资源祖祖辈辈承载草原生态环境的良性循环。目前部分已经投产的煤炭开发、煤炭发电、煤化工项目已经对东部水环境造成严重威胁，部分地表水污染超标严重。

（3）内蒙古自治区中长期煤炭基地用水需求仍将保持增长态势

我国是世界上最大的一次能源生产国，同时也是最大的煤炭消费国。随着经济的快速发展，能源需求及消耗规模持续处于与GDP增速同步的快车道。以煤炭开采、煤电及煤化工等为代表的能源生产与消费的快速发展离不开对水资源需求的快速增加，据预测，2020年、2030年内蒙古自治区煤炭开采、煤炭发电、煤化工合计较2012年分别增长约2倍和3倍。尽管能源生产相关节水技术进步迅速，考虑强化节水措施，仍分别需新增6.8亿m^3和

15.2 亿 m^3 的水量，尤其是在水资源短缺、水资源开发潜力不足的神东煤炭基地，水资源的约束效应更加显著。

(4) 内蒙古自治区煤炭基地水资源开发利用面临的竞争将进一步加剧

“十三五”期间，陕北、黄陇、神东、蒙东、宁东、新疆等缺水地区的煤炭基地开发规模还将有较大增长，推动用水需求的大幅度增加，在区域水资源保障能力有限的背景下，必然加剧行业间和区域间用水竞争。根据国家经济社会发展战略布局，能源富集的北方地区城市化进程将加快，形成哈长地区、中原地区、关中平原地区 3 个大城市群，冀中南、太原城市圈、呼包鄂榆、兰州-西宁、宁夏沿黄、新疆天山北坡地区等 6 个城市化地区，人口的聚集和产业的发展使得用水需求不断提高。此外，至 2020 年实现的我国千亿斤粮食增产任务中，北方地区的增产任务在 60%以上，必将带来巨大的水资源需求。随着生态文明纳入中国特色社会主义建设总体布局，生态建设也必将带来巨大的水需求，以往牺牲生态来满足经济发展的水资源需求的态势将会逐步受到遏制。

由于神东和蒙东地区，尤其是神东地区与陕西、山西、宁夏等地在用水方面围绕黄河流域存在明显的竞争关系，煤炭及其产业链非常类同。可以预见，神东煤炭基地的水资源供需矛盾将进一步加剧，保障该基地的水资源需求将面临更大挑战。

(5) 非常规水利用和水权置换将成为内蒙古自治区未来煤炭及其产业链延伸发展的重要保障措施

内蒙古自治区能源矿产蕴藏格局与水资源条件呈逆向分布。而鄂尔多斯煤炭基地、蒙东煤炭基地都处于干旱缺水或者水生态环境脆弱的北方地区。两大煤炭基地的煤炭产业及其产业链延伸发展面临的水资源约束十分紧迫。在天然水资源短缺的情况下，要破解能源行业干渴的难题，一是要重视开发非常规水源，充分利用再生水。能源行业用水对水质的要求不苛刻，由于区域污水产量一般很稳定，辅之以一定的处理技术，大幅度提高污水再生回用率的目标不难实现。同时，北方的苦咸水、微咸水资源较丰富，未来的利用潜力也很大。二是积极探索行业间和区域间的水权置换问题，利用市场手段将水资源低效利用的行业转移到高效利用的能源行业上来。我国明确从今年开始在 7 个省区开展不同类型的水权交易试点工作，未来要在宁夏、甘肃、内蒙古等地开展跨盟市、跨行业以及流域上下游的水权交易和转换工作，这对内蒙古自治区煤炭基地供水安全保障来说是一个有效的措施。

5.2 政策建议

(1) 将水资源作为内蒙古自治区煤炭及其产业链延伸发展的强约束

长期以来，内蒙古自治区发展主要依托的是矿产资源和投资拉动，并没有将水资源作为强约束来考虑，导致严重的水体污染、地表水地下水资源干枯、断流等，给后续持续发展造成严重障碍。由于内蒙古自治区处于先天性水资源与煤炭资源严重不匹配的状态，所以煤炭及其产业链延伸发展应该将水资源作为强约束来考虑。

(2) 蒙东煤炭及其产业链延伸发展决不能“适水布局”

从理论上讲，内蒙古自治区煤炭资源主要分布于中西部地区，与水资源禀赋分布不匹配。进行煤炭开发及其产业链延伸发展，不能仅仅从水资源供给层面去保障能源产业的发展，更要从需求管理层面考虑能源适水发展战略，控制能源产业规模，在产业结构上进行优

化与布局上的调整，以适应区域水资源条件。而内蒙古自治区东部区域虽然水资源相对丰富，但是另外一个非常重要的约束是该区域属于脆弱的草原生态区域和国家天然生态屏障。该区域总体上讲不宜发展，尤其是煤化工类的产业。

（3）内蒙古自治区应该着力建设节水型能源产业

随着内蒙古自治区能源基地建设向着大容量、高参数、环保型方向发展，行业用水效率显著提高，一定程度上降低了能源基地建设对水资源的依赖程度。未来内蒙古自治区能源基地发展，特别是在鄂尔多斯、锡林郭勒盟等缺水地区，仍需进一步强化节水生产，积极采用先进的用水工艺，降低能源行业发展的用水需求。

（4）最大限度地发展清洁生产技术

由于能源行业生产的特殊性，能源开发必须采取清洁生产技术，降低对水生态环境的影响，特别是煤炭开采、煤炭发电、煤化工等必须采用保水低污染技术，最大限度地降低对区域地下含水层破坏和水体质量的影响，加强能源产业水污染治理，杜绝重大水污染事故发生。

（5）建立非常规水源利用激励机制

制定可操作的鼓励非常规水源利用财税政策方案，对非常规水源建设项目在用地、用能等方面给予投资补贴或税费减免支持，促进非常规水源的利用。对于水资源极度短缺地区，必要时应制定再生水和矿井水的强制使用政策，并明确奖惩办法。

（6）促进跨行业、跨区域、跨流域水权转换

今后一个时期，发挥市场调节机制是内蒙古自治区水资源配置方式改革的重要方向，也是解决本地区水资源短缺、保障能源基地用水需求的重要途径。未来需进一步建立完善水权交易制度、规则及其技术支撑体系，建立法律依据与科学技术支撑，促进跨行业、跨区域、跨流域水权转换，保障能源发展用水。

分报告五

内蒙古自治区煤化工发展战略研究

报告说明

近10年来，中国的煤化工产业始终矛盾地发展着——国家先鼓励，后限制；国家限制时，地方强力推动；当争论各方好不容易达成共识时，环保压力、美国页岩气革命以及中东石油化工崛起带来的冲击与担忧，又使煤化工的前景变得扑朔迷离。2013年3月以来，沉寂了多年的煤化工项目审批工作悄然启动。据不完全统计，一年来，已经有包括中海油山西大同40亿立方米/年、中电投新疆霍城60亿立方米/年等15个煤制天然气项目，中石化贵州织金60万吨/年SMTO、中煤集团陕西榆林60万吨/年DMTO等6个煤制烯烃项目，以及潞安集团150万吨/年、伊泰集团200万吨/年2个煤间接制油等23个新型煤化工项目获得国家发改委“路条”，另有包括神华宁煤400万吨/年煤间接制油在内的数个新型煤化工项目获得了国家发改委的最终核准。众多项目密集被放行，令业内兴奋不已，不少人甚至认为，禁限多年的煤化工项目审批终于开闸放水了，煤化工将在政策支持下迎来发展黄金期。但是接踵而至的大唐煤化工触雷停产、神华煤制油排污等消息又相继曝出，在这种情况下，业界和政府都更渴望了解煤化工的前途和命运，更渴望厘清哪类煤化工项目具备投资价值、哪些煤化工项目可能会成为明日黄花。

而另一方面，内蒙古自治区作为全国第一能源资源大省，肩负着为国家输出清洁能源的责任，而且为提升煤炭资源对当地经济的拉动作用和附加值，同时也是为应对京津冀地区的雾霾问题，内蒙古自治区提出了煤炭就地转化政策，因此耗煤量大，产品为清洁能源的煤制油、煤制气技术就一跃成为政府规划能源战略与招商引资的重要对象。从地方政府的角度来看，煤化工产业在当地能否健康发展，如何甄别何种煤化工技术工艺最适合当地的资源条件，如何配给保障性资源和指标，如何对企业在项目运营过程中可能出现的违法违规现象进行合理监管等问题是政府在制定行业发展战略和产业规划时需要注意的重中之重。

从各章节内容编排上，第一章研究了我国煤化工行业的发展现状，包括我国和内蒙古目前已建与在建的煤化工项目，及其产能规模、主要技术和工艺路线。第二章深入分析了内蒙古煤化工产业发展面临的来自政策环境、水资源、环境容量和温室气体排放等多方面的外部制约，以及技术成熟度和经济性、对地方经济的拉动效应等内部制约。通过对这些因素的详细分析，综合评价内蒙古自治区发展煤化工产业的优势、劣势以及规模。在此基础上，第三章则提出内蒙古自治区煤化工发展的战略目标、战略重点和战略措施。

第一章　我国及内蒙古自治区煤化工产业发展现状

1.1　全国建成投产的煤化工项目及相应产能

近10年来，随着煤化工技术的消化与进步，现代煤化工已发展至相对成熟的地步，但由于技术本身的一些条件制约，产能发展到什么规模还不明朗，政府对其的态度也一度摇摆不定，导致新进煤化工领域的企业由于政策环境风险不断提升而纷纷萌生退意。

我国目前煤制气在建18个项目，建成的2个项目，生产能力27亿立方米。已获批准的仅5个项目，年生产能力171亿立方米。准备建设待审批的有43个项目，如全部建成，年生产能力有2000亿立方米。据大唐克什克腾煤制气项目介绍，每立方米气成本2元。煤制烯烃方面，据大连化物所称，已转让MTO技术合同20个，已开工建设的约15个，如全部建成，则烯烃生产能力1200万吨，目前已建成的生产能力180万吨。煤制油，已经建成投产的有神华鄂尔多斯直接法100万吨，伊泰、潞安间接法各16万吨，还有山西晋煤集团和云南先锋化工走在前面，已形成的煤制油生产能力163万吨，已开工在建的项目有宁东间接法400万吨，伊泰新疆伊犁、伊泰甘泉堡及伊泰内蒙古两地共计产能800万吨，还有即将在年底建成的兖矿榆林100万吨项目，潞安200万吨项目，全部建成将形成1800万吨制油能力。截至2014年9月底，神华鄂尔多斯直接液化制油已生产65万吨油，伊泰煤制油生产13万吨，包头煤制烯烃项目生产42万吨。煤制乙二醇已建成90万吨能力，以上今年用于煤化工的原料煤为1.8亿吨。截至9月底生产甲醇2810万吨，比去年同期增长30.9%。

目前，全国范围内进入两个五年规划的煤化工企业、项目及相应产能见表1-1和表1-2。

表1-1　“十一五”开工建设和投产的煤化工重大项目

序号	所属企业	项目名称	年产规模	投产时间
1	太原侨友化工公司	煤焦化项目	10万t顺酐	2006年5月
2	河南开祥化工公司	煤甲醇项目	25万t	2007年8月
3	三维煤化工科技公司	内蒙古煤化工项目	40万t二甲醚	2007年底一期投产
4	渭河煤化工集团	渭南煤甲醇项目	20万t	2007年7月
5	神华集团	鄂尔多斯直接煤制油项目	108万t	2008年12月
6	河南龙宇煤化工公司	永城煤甲醇项目	50万t	2008年4月
7	山西兰花清洁能源公司	晋城百万吨二甲醚项目一期	10万t二甲醚	2008年9月
8	山西潞安集团	山西潞安间接煤制油项目	16万t	2008年12月
9	天脊集团、潞安集团	潞安焦炉气二甲醚项目	20万t二甲醚	2008年12月
10	神木化工公司	榆林煤甲醇项目	40万t	2008年8月

续表

序号	所属企业	项目名称	年产规模	投产时间
11	内蒙古伊泰集团	内蒙古准旗间接煤制油项目	16 万 t	2009 年 3 月
12	新奥集团	鄂尔多斯煤制二甲醚项目	40 万 t	2009 年 9 月
13	上海金煤化工公司	通辽煤制乙二醇项目	20 万 t	2010 年 3 月
14	神华集团	包头煤制烯烃项目	60 万 t	2010 年 8 月
15	华亭煤业集团公司	甘肃华亭煤甲醇项目	60 万 t	2010 年 10 月
16	鄂尔多斯化工集团	棋盘井电石氯碱项目	60 万 t 电石	2010 年 10 月
17	贵州天福化工公司	赤水煤化工项目	15 万 t 二甲醚	2010 年 12 月
18	兖矿集团	羰基合成醋酸项目	40 万 t	2010 年底
19	大唐发电	多伦煤制丙烯项目	46 万 t	2011 年
20	新疆广汇新能源公司	新疆伊吾煤化工项目	80 万 t 二甲醚	2011 年
21	中电投	巴林右旗煤制甲醇项目	120 万 t 甲醇	2011 年
22	蒙维科技公司	察右后旗醋酸乙烯项目	20 万 t 醋酸乙烯	2011 年
23	华能蒙东能源公司	满洲里煤制烯烃项目	20 万 t 煤制烯烃	2011 年
24	四川控股化工公司	内蒙古临河煤甲醇项目	60 万 t	2011 年
25	中海化工公司	乌海电石氯碱项目	80 万 t 电石	2011 年
26	大唐发电	内蒙古克旗煤制天然气项目	40 亿 m^3	预计 2012 年
27	内蒙古汇能公司	鄂尔多斯煤制天然气项目	16 亿 m^3	预计 2012 年
28	新能能源公司	达拉特旗煤制天然气项目	20 亿 m^3	预计 2012 年
29	东海新能源公司	达拉特旗煤制乙二醇项目	60 万 t 乙二醇、40 万 t 醋酸	预计 2012 年
30	兖矿集团	达拉特旗煤制甲醇	100 万 t	预计 2012 年
31	博源集团	苏尼特煤制乙二醇项目	20 万 t	预计 2012 年
32	河南煤业化工集团	河南煤制乙二醇项目	40 万 t	预计 2012 年

* 数据来源:《噬水之煤·煤电基地开发与水资源研究》。

表 1-2 “十二五”煤化工示范项目汇总表

序号	示范区	建设地点	项目名称	建设单位	建设规模
1	新疆伊犁综合示范区	新疆伊犁	55 亿 m^3 煤制天然气	庆华集团	55 亿 m^3/a
2		新疆伊犁	煤化电热一体化项目(以煤制天然气为主产品)	新汶、中电投等企业优选或联合	60 亿 m^3/a
3	新疆准东综合示范区	新疆准东	煤化电热一体化项目(以煤制天然气为主产品)	中石化牵头,华能、兖矿、新疆龙宇能源、潞安、神华、中煤、新疆兵团等参与	349 亿 m^3/a
4		新疆准东	煤炭分质综合利用示范项目	华电牵头,相关企业参与	50 万 t/a 煤焦油加氢

续表

序号	示范区	建设地点	项目名称	建设单位	建设规模
5	内蒙古自治区示范项目	内蒙古鄂尔多斯	300 万 t 二甲醚	中天合创公司	300 万 t/a
6		内蒙古西部	煤炭清洁高效综合利用项目（煤制天然气、油品、焦油、烯烃及联产电力等产品）	煤电化企业优选和组合	60 亿 m^3/a
7		内蒙古兴安	煤化电热一体化项目（以煤制天然气为主产品）	煤电化企业优选	60 亿 m^3/a
8	陕西省示范项目	陕西榆林	100 万 t 煤间接液化	兖矿集团延长石油集团	100 万 t/a
9		陕西	煤化电热一体化项目（以煤制烯烃为主产品）	神华集团、陕西煤化、陶氏公司等	700 万 t/a
10	山西省示范项目	山西	高灰、中高硫煤炭清洁高效综合利用项目（煤制天然气、油品、焦油、烯烃及联产电力等产品）	煤电化企业优选	300 万 t/a 甲醇；60 万 t/a 烯烃
11	宁夏示范项目	宁夏宁东	400 万 t 煤间接液化	神华宁煤集团	400 万 t/a
12	安徽省示范项目	安徽	煤化电热一体化项目（以煤制天然气为主产品）	煤电化企业优选	170 万 t/a 甲醇；60 万 t/a 煤制烯烃
13	云南省示范项目	云南	褐煤综合利用项目	煤电化企业优选	2 亿 m^3/a 煤制天然气；50 万 t/a 甲醇
14	贵州省示范项目	贵州	煤化电热一体化项目（以煤制烯烃为主产品）	煤电化企业优选	60 万 t/a 聚烯烃
15	河南省示范项目	河南	煤化电热一体化项目（以煤制烯烃为主产品）	煤电化企业优选	180 万 t/a 烯烃

* 数据来源：《噬水之煤·煤电基地开发与水资源研究》。

1.2　内蒙古自治区的煤化工项目及相应产能

按照我国“十二五”新型煤化工发展目标估计，2015 年煤制烯烃计划产能 400 万～500 万吨，煤制油产能 500 万～600 万吨，煤制天然气产能 250 亿～300 亿立方米。预计到 2020 年，我国煤制油释放产能达到 3000 万吨，煤制气 500 亿立方米。其中，内蒙古将重点推动现

代煤化工基地重大项目建设，包括能源和化工产业项目 403 项，占重点工业项目的 39.1%。预计年内将有 50%以上能化项目竣工或基本竣工。届时，将新增产能煤制天然气 26 亿立方米，煤制乙二醇 60 万吨，煤制甲醇 40 万吨，焦油深加工产品 75 万吨。其中内蒙古正在积极推进的煤基油气能源项目共有 8 项，计划投资 2699 亿元，建设总规模达到 336 亿立方米煤制天然气、400 万吨煤制油(见图 1-1)。其中国家发改委已核准正在建设的有 3 项，包括大唐克什克腾旗 40 亿立方米煤制天然气项目(第一条生产线已投产)、汇能 16 亿立方米煤制天然气项目(一期工程 2015 年下半年建成)、神华煤直接液化项目(2015 年开工建设)。已取得"路条"，正在开展前期工作，争取年内获批的有 5 项，包括北控集团、河北建投、中海油 3 个 40 亿立方米煤制天然气项目，新蒙能源 80 亿立方米煤制天然气项目，兴安盟 40 亿立方米煤制天然气项目，华星 40 亿立方米煤制天然气项目和伊泰 200 万吨煤直接液化项目。这些项目也都在积极争取年内开工建设，预计于 2017—2018 年间建成。

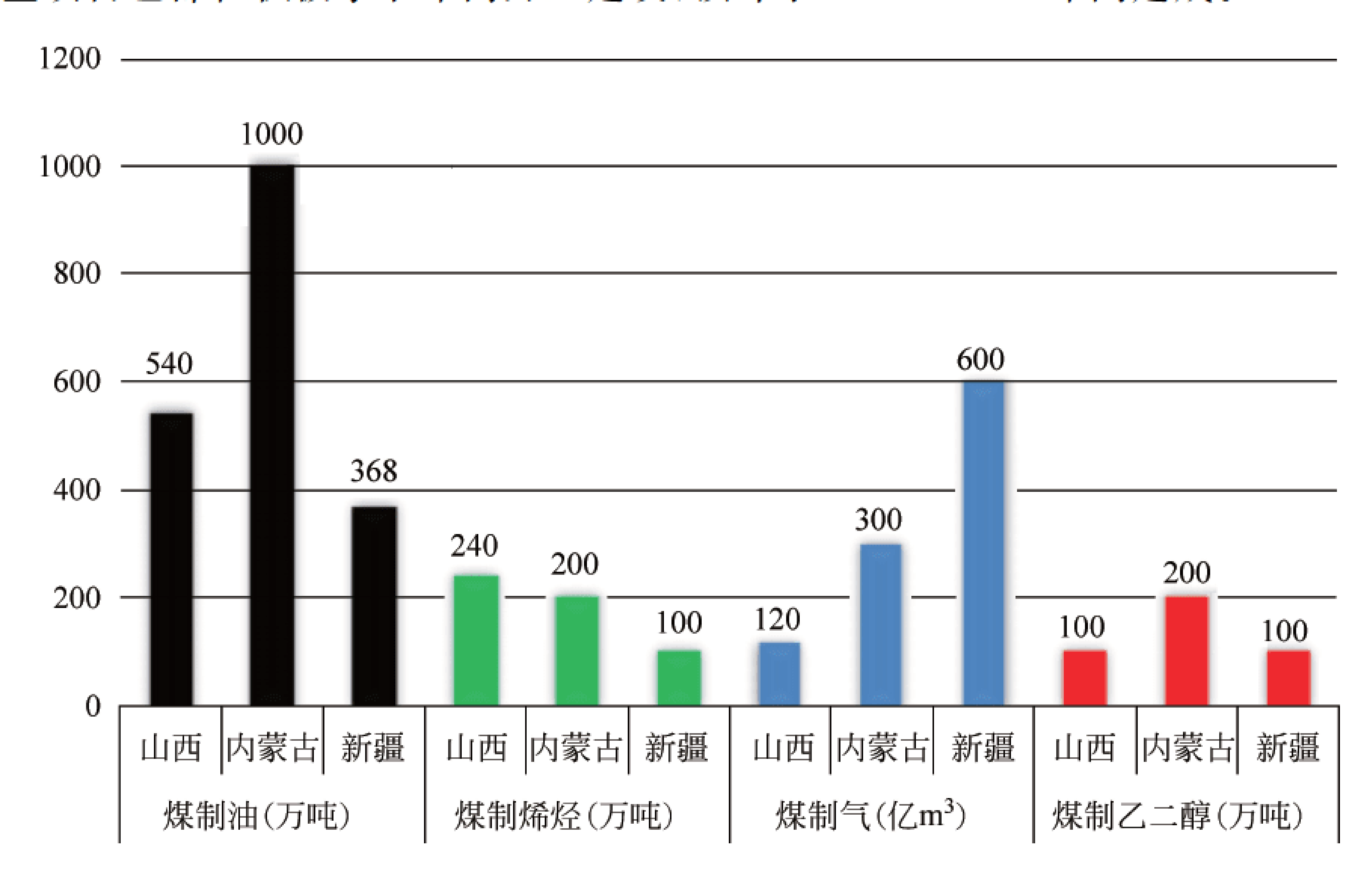


图 1-1　山西、内蒙古、新疆"十二五"煤化工规划产能(2013)

另外，2013 年内蒙古石化产业重大项目推进工作取得重大突破，国家累计核准和发放"路条"的内蒙古重大能源化工项目有 40 项，总投资 5000 亿元以上，包括总产能 280 亿立方米的 6 个煤制气项目，伊泰 200 万吨/年煤制油项目，中天合创 360 万吨/年煤制甲醇再生产 140 万吨/年烯烃项目，中电投 80 万吨/年煤制烯烃项目，神华呼伦贝尔褐煤综合利用多联产升级示范项目等。全年内蒙古石化行业完成固定资产投资 1423.5 亿元，比上年增长 28.7%①。

1.3　全国及内蒙古自治区煤化工主要技术和工艺路线

1.3.1　煤制烯烃技术

煤制烯烃过程包括煤气化、合成气净化、甲醇合成及甲醇制烯烃四项核心技术，工艺流程见图 1-2。

① 见：内蒙古现代煤化工产业概览(2014-04-22 化化网煤化工)。

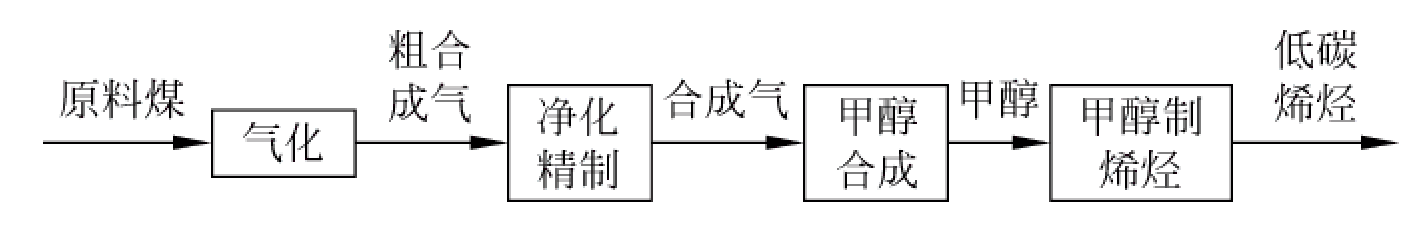


图 1-2　煤制烯烃工艺流程

煤制烯烃的合成工艺是以煤气化为基础，添加煤制甲醇和甲醇制烯烃两个环节，目前业界煤制甲醇技术成熟，而且工艺路线多样化（包括焦炉气制甲醇、高硫煤多联供制甲醇、小化肥联产甲醇、煤层气制甲醇等），且生产成本低廉，因此，内蒙古应按照“8337”发展思路规划出的煤化工基地战略，多以煤制烯烃项目为重点。值得注意的是，许多企业直接以甲醇为产品，并不附加甲醇制烯烃生产链，以鄂尔多斯为例，现有甲醇产能 500 万吨，在建产能 250 万吨，拟建产能 280 万吨，在未来将形成甲醇的生产基地，将供应中心移至西北地区。另外，布局在内蒙古的煤制烯烃项目一期工程也多以生产甲醇为主要内容，并不急于进一步投资进行甲醇制烯烃项目的跟进建设。

1.3.2　煤制油技术

（1）间接液化技术

煤间接液化工艺主要包括三步，即煤的气化、合成和精炼，其工艺流程见图 1-3。

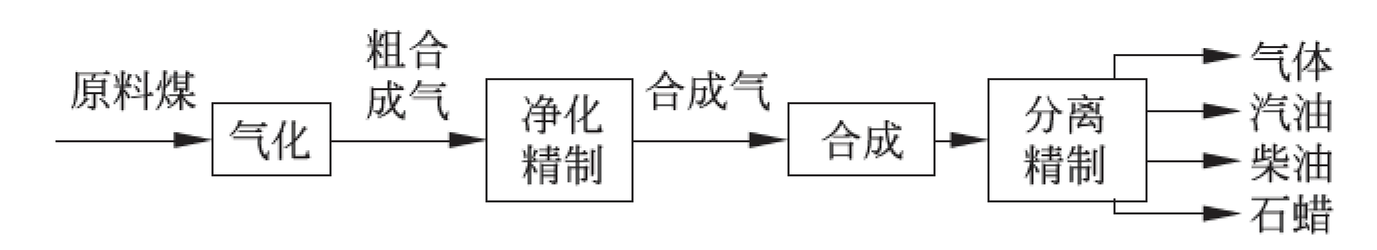


图 1-3　煤间接液化工艺流程

间接液化已有 70 多年历史，1943 年费托（F-T）合成技术作为间接液化的工艺之一实现了工业化，1956 年在南非形成了规模化工业生产，是成熟可靠的煤液化技术。沙索公司以该技术的成功投入商业化运营成为世界煤化工装置的典范，但在 2004 年准备引入中国，与国内公司进行洽谈时，由于其许可费用较高，而且需要被许可公司让渡股份，协议难以达成，最终退出了中国市场。后晋煤集团与中科院山西煤化所共同组建山西省粉煤气化工程研究中心联合攻关，在粉煤、特别是劣质粉煤气化的关键技术方面寻求突破，基本实现了该技术的本土化。项目建设过程中，他们与拥有国际先进技术的美国美孚公司和德国伍德公司紧密合作，交流学习，掌握了相关先进技术。项目的流程工艺是，采用拥有我国自主知识产权的“灰熔聚流化床粉煤气化技术”，将劣质粉煤气化造气，生成甲醇，再通过德国伍德公司的 MTG 生产工艺，间接生成油品。对该工艺商业化应用的晋煤集团 10 万吨/年甲醇制汽油项目于 2009 年 6 月试车成功，该项目配套的 30 万吨/年煤制甲醇项目所用的“灰熔聚流化床粉煤气化技术”于该年第三季度试车成功。目前，在内蒙古上马的几个煤间接液化制油项目则采用的是中国科学院山西煤炭化学研究所自主研发的催化剂和“煤基液体燃料合成浆态床工业化技术”（中科合成油技术 F-T）。中科合成油技术有限公司完成了 2000t/a 煤炭间接液化工业试验。2001 年 ICC-IA 低温催化剂的合成技术完成中试验证。2007 年 ICC-Ⅱ高温催化剂的合成技术进行了中试试验，开发了 ICC-I 低温（230～270℃）和 ICC-Ⅱ高温（250～290℃）两大系列铁基催化剂技术和相应的浆态床反应器技术，并分别形成了两个系列合成工艺，即针对低温合成催化的重质馏分合成工艺 ICC-HFPT 和针对高温合成催化剂

的轻质馏分合成工艺 ICC-LFPT。

内蒙古伊泰 16 万吨/年煤制油项目采用的中科院山西煤化所技术于 2009 年 3 月试车成功，并于 9 月正式投产，实现了装置负荷在 60%～80%之间的长周期运转。神华煤制油化工公司 18 万吨/年的铁剂浆态床间接液化装置也成功试运行。截至 2009 年 12 月，总计出产了 10 万吨左右汽油、柴油等油品，首列石脑油专列于 10 月 18 日载着 2300 吨石脑油出厂运往天津港外销，项目目前运行平稳。

（2）直接液化技术

直接液化是让固体状态的煤在高压和一定温度下直接与氢气反应，使煤炭直接转化成液体油品的工艺技术，其流程见图 1-4。

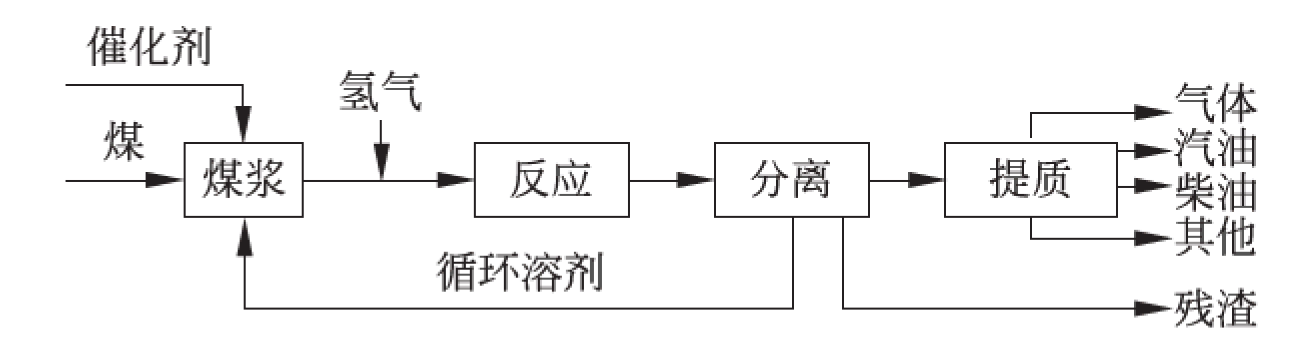


图 1-4　煤直接液化工艺流程

20 世纪 70 年代，德国鲁尔煤炭公司与 Veba 石油公司和 DMT 矿冶及检测技术公司合作开发出了 IGOR 工艺，可一次得到杂原子含量极低的液化精制油。日本新能源产业技术综合开发机构（NEDO）开发出了 NEDOL 法烟煤液化工艺，该工艺的特点是反应压力低（17.19MPa），反应温度为 455～465℃；液化油含有较多的杂质原子还需加氢提质才能获得合格产品。美国 HTI 工艺是在 H-COAL 工艺基础上发展起来的，该工艺主要特点是反应条件较温和（440～450℃，17MPa）；催化剂用量少；固液分离采用临界溶剂萃取的方法，从液化残渣中最大限度地回收重质油，从而大幅提高了液化油回收率。

我国从 20 世纪 70 年代开始开展煤炭直接液化技术研究。1997—2000 年煤炭科学研究总院分别与美国、德国、日本等有关机构合作，完成了神华煤、云南先锋煤和黑龙江依兰煤直接液化示范工厂的初步可行性研究。神华集团在对国内外煤直接液化技术进行了认真比较和选择的基础上，采用众家之长和成熟的单元工艺技术，开发出神华自己的煤直接液化工艺路线和催化剂合成技术。以无水无灰基煤计，$C4$ 以上油收率为 57%～58%，油品重馏分增多，更有利于柴油产品的生产。催化剂表现出非常高的活性，具有生产流程简单、操作平稳方便、投资小、运行成本低等优点。

神华集团煤直接液化项目在内蒙古鄂尔多斯市伊金霍洛旗乌兰木伦镇建设的一期工程首条生产线投资达 123 亿元，每年可转化 350 万吨煤，生产 108 万吨柴油、液化石油气、石脑油等产品。首条生产线 2008 年 12 月 30 日开始投煤，12 月 31 日顺利实现油渣成型，打通全流程，产出合格油品和化工品，并于 2009 年三季度进行第二次试车，神华集团也已经正式拿到成品油批发执照。

据了解，神华集团将在第一条直接液化生产线工业化运行后，再建一期工程的另外两条生产线，最终达到年产 320 万吨各种产品的能力[①]。届时，神华的直接液化生产链将是国内唯一且首屈一指的煤制油生产链，其项目运营经验和管理人才的储备是其最大的财富。

① 《煤制油政策导向、经济性分析及技术进展》，张金阳，http://blog.sina.com.cn/s/blog_52f52687010171kl.html

1.3.3　煤制气技术

煤制天然气是将煤经气化生产出合成气，然后合成甲烷的工艺。目前，世界上已普遍使用的煤气化技术是德士古煤气化技术，其次是壳牌煤气化技术，还有喷嘴对置式气化技术、鲁奇气化技术以及灰熔聚煤气化技术；甲烷化技术有丹麦托普索公司开发的甲烷化循环工艺技术（TREMPTM），戴维（Davy）甲烷化技术（CRG），还有德国鲁奇（Lurgi）煤气甲烷化技术，这些技术的成熟运用则是对资源利用率等方面综合提高的有效保障①。煤气化技术在我国目前已实现了本土化，而甲烷化技术的专利还多掌握在国外的公司手中，需要支付高昂的许可费用。

大唐克旗煤制气项目一期投入 165 亿元，采用粉煤气化、粗煤气变换、煤气冷却分离、低温甲醇洗、富氧克劳斯回收、鲁奇甲烷合成等技术，2009 年开工建设，于 2013 年底正式投产向北京供气，后因气化炉对项目所用的蒙东褐煤煤质不适应，导致气化炉内壁腐蚀以及内夹套件等出现问题。大唐克旗项目选用了鲁奇（Lurgi）碎煤加压气化技术的气化炉，选用这个技术的已建项目还有总投资 245 亿元的大唐阜新 40 亿立方米/年和总投资 278 亿元的新疆庆华 55 亿立方米/年的煤制气项目。而大唐华银电力公司鄂尔多斯 36 亿立方米/年煤制气项目选用一步法煤制合成天然气技术（蓝气技术），但在审查项目的预可研报告后，公司认为该项目的经济指标一般，遂决定终止该项目的相关工作。另外，内蒙古汇能鄂尔多斯 16 亿立方米/年煤制气示范项目气化采用 6.5MPa 水煤浆气化工艺，于 2014 年 7 月进行试车，目前项目运行良好，目标市场为内蒙古及周边地区。此外，还有神华集团在鄂尔多斯 20 亿立方米/年煤制气项目，于 2012 年 4 月开工建设，预计于 2015 年底建成投产。

---

① 《几种煤制气方法的技术应用及工艺比较》，喻小彪，神华鄂尔多斯煤制油分公司。

第二章　内蒙古自治区煤化工发展的主要制约因素

2.1　政策变化环境对企业做决策影响较大

近10年,中国的煤化工产业始终矛盾地发展着——国家先鼓励,后限制;国家限制时,地方强力推动;当争论各方好不容易达成共识时,环保压力、美国页岩气革命以及中东石油化工崛起带来的冲击与担忧,又使煤化工的前景变得扑朔迷离(见表2-1)。尤其在最近两年,从最开始的各大电企煤企乃至计算机通讯企业跨界进入,到后来又纷纷退出乃至全盘剥离,可谓经历了大起大落沧海桑田,曾经被多方争抢、大干快上的煤化工项目,似乎转瞬之间就由“香饽饽”变成了“烫手的山芋”。企业之所以在两年之内对如此巨大的项目投资战略做出截然相反的判断,与主管部门对产业发展政策的暧昧不明和业界对其的误读有着巨大的关系。国家能源局内部对煤化工定调为“不能不发展,不能乱发展”。因此,这些即将投产或开工建设的百万吨级煤制油项目,除在更大规模上验证煤制油最新技术外,还将承担向外界展示煤制油在煤耗、水耗、排污、碳排放等受诟病领域新进展的责任。笔者认为,国家始终对煤化工的发展保持着从严控制的态度,即便是业界寄予厚望的新型煤化工,国家也只是鼓励技术开发和升级示范,并不鼓励大规模产业化发展。

表2-1　关于煤化工行业发展颁布的规范性法律文件

发布时间	发布部门	名　称
2005年6月	国务院	《国务院关于促进煤炭工业健康发展的若干意见》
2006年2月	国务院	《国家中长期科技发展规划纲要》
2006年7月	发改委	《关于加强煤化工项目建设管理,促进产业健康发展的通知》
2007年4月	发改委	《煤炭工业“十一五”规划》
2007年11月	发改委	《煤炭产业政策》
2008年9月	发改委	《关于加强煤制油项目管理有关问题的通知》
2009年5月	国务院	《石化产业调整和振兴规划》
2011年3月	发改委	《关于规范煤化工产业有序发展的通知》
2012年2月	工信部	《工业节能“十二五”规划》
2012年2月	工信部	《烯烃工业“十二五”发展规划》
2012年2月	工信部	《石化和化学工业“十二五”发展规划》
2012年2月	发改委、中宣部、环保部等	《“十二五”节能减排全部行动实施方案》
2012年3月	工信部	《先进煤气化节能技术推广实施方案》
2012年4月	能源局	《煤炭深加工示范项目规划》、《煤炭深加工产业发展规划》
2012年4月	科技部	《洁净煤技术科技发展“十二五”专项规划》

续表

发布时间	发布部门	名　称
2012 年 8 月	国务院	《节能减排“十二五”规划》
2012 年 12 月	工信部	《合成氨行业准入条件》
2013 年 1 月	能源局	《国家能源发展“十二五”规划》
2013 年 12 月	工信部	《关于石化和化学工业节能减排的指导意见》

2005 年 6 月 7 日,《国务院关于促进煤炭工业健康发展的若干意见》,要求发改委要制定规划,完善政策,组织建设示范工程,稳步实施煤炭液化、气化工程。

2006 年 2 月 9 日,《国家中长期科技发展规划纲要》则明确,洁净煤技术和煤炭综合利用等计划将得到科技部重点支持和推广。

2006 年 7 月 7 日,国家发改委发布《关于加强煤化工项目建设管理,促进产业健康发展的通知》,要求加快焦炭和电石行业结构调整,积极采用先进煤气化技术改造以间歇气化技术为主的化肥行业,推动产业发展和技术升级。

如果说,**上述政策在限制传统煤化工的同时,对现代新型煤化工还比较宽容和鼓励的话,那么 2008 年以后,国家则明显收紧了对新型煤化工的管制**。

2008 年 9 月 4 日,国家发改委下发《关于加强煤制油项目管理有关问题的通知》,要求除神华集团在内蒙古和宁夏的两个示范项目外,其他煤制油项目一律叫停。

2009 年 5 月 18 日,国务院办公厅下发《石化产业调整和振兴规划》指出,今后 3 年停止审批单纯扩大产能的焦炭、电石等煤化工项目,原则上不再安排新的煤化工试点项目。

2011 年 3 月 23 日,国家发改委下发《关于规范煤化工产业有序发展的通知》,要求在国家相关规划出台之前,暂停审批单纯扩大产能的焦炭、电石项目;禁止建设不符合准入条件的焦炭、电石项目;加快淘汰焦炭、电石落后产能。在新的核准目录出台之前,禁止建设年产 50 万吨及以下煤经甲醇制烯烃项目、年产 100 万吨及以下煤制甲醇项目、年产 100 万吨及以下煤制二甲醚项目、年产 100 万吨及以下煤制油项目、年产 20 亿立方米及以下煤制天然气项目、年产 20 万吨及以下煤制乙二醇项目。上述标准以上的大型煤炭加工转化项目,须报经国家发改委核准。由于项目审批权统一上缴至国家发改委,以致众多此前拟化整为零获批的煤化工项目,不得不争先恐后地往《煤炭深加工示范项目规划》中挤,因为只有进入这个规划,才有望得到国家发改委核准。然而,这个已经通过国家发改委主任办公会审议、原计划于 2012 年底发布的《煤炭深加工示范项目规划》,时至今日也未见发布。

2013 年 1 月 1 日发布的《国家能源发展“十二五”规划》,除用较大篇幅要求加快常规油气勘探开发、大力开发非常规天然气资源外,还对煤化工进行了这样的描述:总结现有煤炭深加工示范项目经验,按照能量梯级利用、节水降耗、绿色低碳等要求,完善核心技术和工艺路线,稳步开展升级示范。

2013 年 1 月 15 日发布的《“十二五”国家自主创新能力重点建设规划》,则根本未提及煤化工。

也就是说,2008 年至 2013 年 5 月期间,国家没有出台任何鼓励和支持大规模发展煤化工的政策。即便被业内誉为对发展煤化工“明确支持”的《大气污染防治行动计划》,也只温和地提到:“要加快调整能源结构,加大天然气、煤制甲烷等清洁能源供应。”

2014 年 1 月 13 日，国家能源局局长吴新雄在 2014 年全国能源会议上明确表态："按照最严格的能效和环保标准，积极稳妥地推进煤制气、煤制油产业化示范，鼓励煤分质利用，促进自主技术研发应用和装备国产化。"

至此，国家对煤化工的态度已经明朗，即：**煤制油（气）不能停止发展、不宜过热发展、禁止无序建设；坚持"量水而行"、清洁高效转化、示范先行、科学合理布局、自主创新等原则；示范项目必须符合产业政策；满足具体的能源转化效率、能耗、水耗、二氧化碳排放和污染物排放等指标要求**。综合起来看应该是很全面了，但现实中能否真正规划和引导煤化工产业健康发展，还需要地方政府的配合，以及对行业发展的有效监管。

2.2 煤化工的技术经济性参差不齐

对于整个煤化工行业来说，项目运营过程中影响经济性的，除了体现在财务报表账面上的一些数字外，其他一些"隐形的"条件可能是我国煤化工行业，尤其是内蒙古的煤化工行业应当重视而未被重视的。

首先，人力资源制约的问题在内蒙古自治区尤其严峻。人力资源的重要性绝不仅仅体现在提高人力成本这一个方面。相关产业的人员在项目前期、投资经济性分析、技术选型、项目基建、生产运营中的作用是无可取代的。想要留住人才，较高的工资高福利待遇肯定是必不可少的，也是企业能想到的最直接的手段。但仅仅只有这些是不够的。内蒙古发展的化工企业南部或东部地区不同，布局多在城郊 50～100 公里外，人烟稀少，附近的生活和娱乐设施很难跟上，工人下班后的娱乐、放松活动很有限，因此就要求企业对职工的企业文化培养和职工精神文明建设等方面多加投入，增强员工归属感，丰富员工精神生活，或者加大对周边生活区域的基础设施投入，吸引商铺进驻。否则厂区夜间停止生产后周围环境人烟稀少，一片漆黑，员工生活环境相当恶劣。大唐克旗煤制气曾曝出过的设备内壁腐蚀停产，是因为相关环节的技术人员流失，导致的实际煤种的选购和运用与设计煤种不相符，直接经济损失数以亿计。因此，相比在丰富员工精神生活方面的投入和丧失员工带来的损失，企业应该做出选择。

此外，由煤化工项目的特殊性决定，项目推进的步伐须与企业自身财务状况紧密相连，避免对企业的现金流构成巨大压力。大唐电力集团于前段时间整体剥离煤化工业务，其失败就充分反映了这一问题。大唐发电与国电、华电等也投资了煤化工项目的企业相比，在自身煤化工人力资源匮乏、煤炭资源缺乏的情况下，在短期内连续布局了三个百亿级项目，三个项目几乎同时设计、基建、开工，基建和开工初期的资金压力对任何一个企业的现金流来说都是巨大的问题。因此，总结其经验，量力而为，不抱有侥幸与投机心理，才是国有企业跨行业投资应有的审慎态度。

2.2.1 煤制烯烃项目经济性相对要好

煤制烯烃最大的优势是煤炭资源丰富和生产成本低。在此针对成本问题展开分析，具体对比煤制烯烃和石脑油制烯烃的成本构成和差异。在整个煤制烯烃的生产中，消耗原料所占的成本比例相对比较低，而更多的成本代价集中在投资和财务费用方面。一个典型的 180 万吨甲醇煤制烯烃一体化装置投资约 200 亿元，其成本结构如图 2-1 所示。

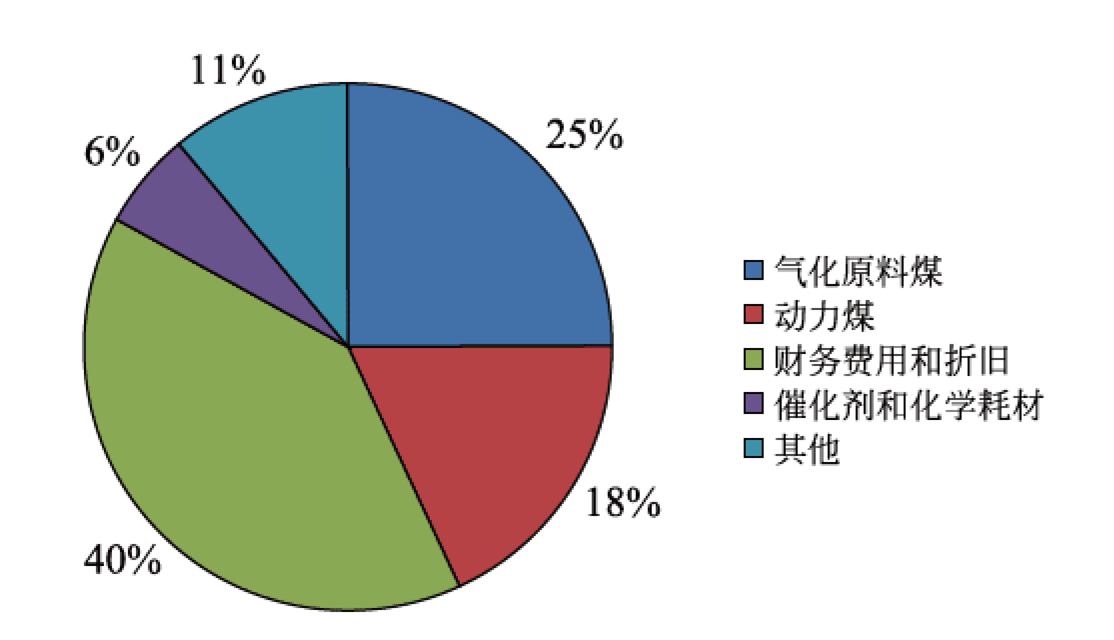


图 2-1　煤制聚烯烃成本构成

从成本构成中可以看出，煤制烯烃投资是非常昂贵的，带来的财务和折旧费用占到成本的 40%，其次为气化原料煤和提供能量的燃料煤，总计占成本的 43%。因此控制投资额和煤炭价格是降低煤制烯烃一体化项目成本的关键。但在此过程中也要重视技术和设备的可靠性，提高工程质量，尽早实现满负荷生产，否则财务和折旧费用将增加。据测算和跟企业核实，当前煤制烯烃成本在 8000～9000 元/吨之间。

反观石脑油制聚烯烃，项目财务和折旧费用占成本比例仅为 13%，但原料费用占比大幅提升到 75%，这也表明原料的价格对项目成本起着决定性的作用(见图 2-2)。据测算，当前石脑油制聚烯烃的成本在 10650 元/吨左右。随着国际油价高企，石脑油制烯烃路径背负着较大的成本压力，使得煤制烯烃和进口料发展迅猛。其中 2013 年，我国 PE 进口达到 881.51 万吨。

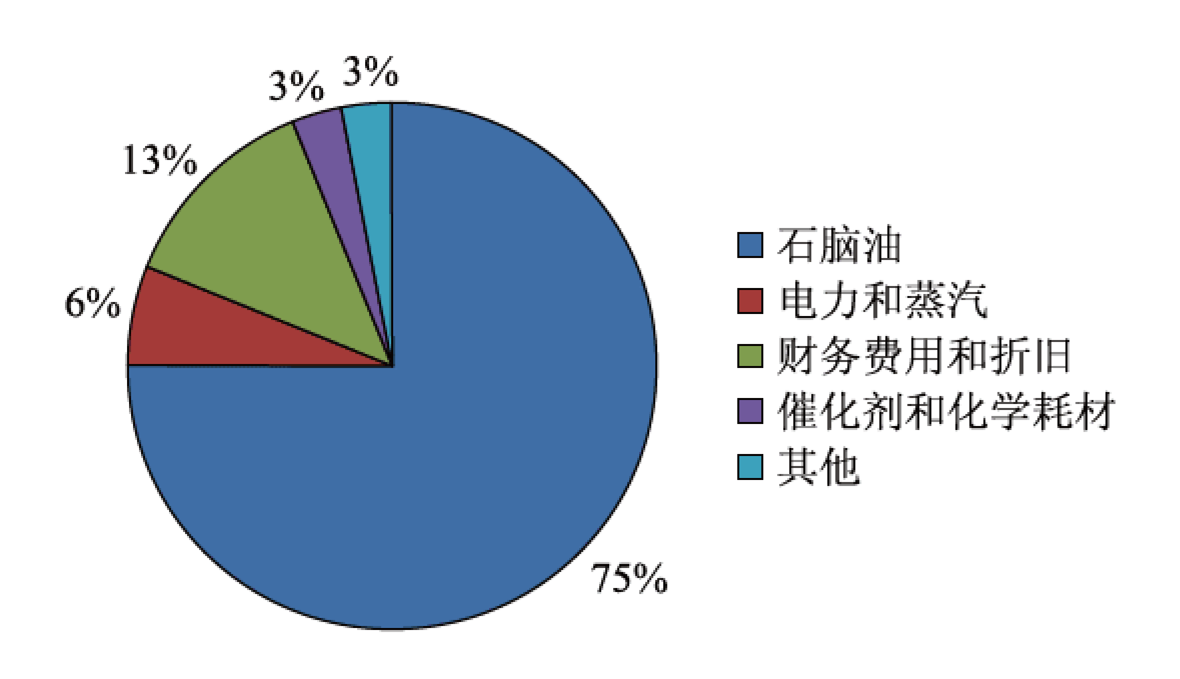


图 2-2　石脑油制烯烃成本构成

据中科院大连化物所试验室人员对两种化工路线的经济性的比较：当国际原油价格 35 美元/桶时，原油炼制石脑油所生产的烯烃成本是 5300 元/吨。如果走煤制烯烃路线，只有当煤价超过 513 元/吨时，煤制烯烃的成本才会超过 5300 元/吨。而目前，北方的煤炭开采成本不到 100 元/吨，到厂价约 200 多元/吨，东南沿海一带煤价为 400～500 元/吨。而现在原油价格高攀至 70 美元/桶。从投资收益率来看，当石脑油价格为 4400 元/吨(相当于原油价格 50 美元/桶)时，制烯烃收益率为 10%；如果用 230 元/吨的煤来生产，投资收益率 17%。如果煤制烯烃项目背后有煤矿做支撑，就能大大降低煤制烯烃项目的风险。目前，内蒙古许多煤化工项目都是以划拨煤矿为依托。

然而，煤制烯烃相比于石油制烯烃，劣势在于前期固定资产投资巨大，上一个年产 80 万吨烯烃的煤制烯烃装置，总投资需 150 亿元；而上马一个年产 80 万吨烯烃的石脑油制烯烃的装置，总投资仅需约 90 亿元。投资额差异缘于煤制烯烃路线的起始是煤，这意味着该路线比石油化工路线多了煤制甲醇工序，这一工序投资所占比重很大。据兖矿榆林能化公司

项目负责人介绍，四五年后，煤制烯烃装备制造业有望成熟，那时煤制烯烃固定资产投资将进一步降低，煤制烯烃有望与石油烯烃竞争。

表 2-2　煤制烯烃成本与石油成本比较

原油价格(美元/桶)	40	50	60	70	80	90	100	110	120
烯烃出厂成本(元/吨)	3900	4700	5500	6300	7200	8000	8800	9600	10500
煤炭竞争价格/标煤(元/吨)	50	200	360	510	660	810	980	1120	1290
煤炭竞争价格/5000 卡(元/吨)	35	150	255	360	470	580	690	800	920

* 数据来源：《石油化工市场》化化网煤化工。

由表 2-2 可以看出，当原油价格在 100 美元/桶时，对应标准煤价格倘若低于 980 元/吨，煤制烯烃与传统石脑油制烯烃相比具有竞争优势。但需注意的是，煤制烯烃的二氧化碳排放高达 13 吨/吨烯烃，能源转化率仅 32%，而传统石脑油裂解制烯烃二氧化碳排放为 2.6 吨/吨烯烃，能源转化率达 65%。一旦碳税开征，将给煤制烯烃项目造成极高的成本。

综合考虑，煤制烯烃和石油化工制烯烃的区别不言而喻。表 2-3 给出了比较结果。

表 2-3　煤制烯烃和石油化工制烯烃的综合比较

比较项目	煤制烯烃	石油化工(制烯烃)
碳排放	5.6 吨/吨烯烃	0.9～1.0 吨/吨烯烃
转化率	32%	71.9%
水耗	高(10～14 吨/吨乙烯)	低(6～7 吨/吨乙烯)
原料消耗	4.3 吨煤/吨烯烃	1.4 吨石脑油/吨烯烃
能耗	35GJ/吨烯烃	17～21GJ/吨烯烃
工艺流程	煤制甲醇+甲醇制烯烃	与甲醇制烯烃工艺相当
产品种类	少	多
产品质量	略低	高
乙烯质量分数	17.3%(以甲醇为基准)	29%～34%
丙烯质量分数	16.7%(以甲醇为基准)	13%～16%
单位乙烯固定资产投资	3.3～4 万元	1.2～1.6 万元
成本	低(8000～9000 元/吨烯烃)	高(10650 元/吨烯烃)

2014 年内蒙古几个煤化工项目的原料煤平均在 200 元/吨上下浮动，动力煤在 120～170 元/吨之间，拥有煤矿的企业成本更加低廉，而对应今年原油价格虽有所下降，但与煤炭价格相比仍处在高位，因此煤制烯烃经济性可以说远超石油制烯烃。据统计，截至 2014 年全国煤制烯烃和甲醇制烯烃的产能已达 436 万吨，煤制烯烃装置占产能的 40% 左右。其中内蒙古煤制烯烃现有产能 106 万吨，预计仍有每年 300 万～600 万吨产能的在建和拟建项目，等待国家能源局的批示(见表 2-4、表 2-5)。

表 2-4　已投产的煤制烯烃、甲醇制烯烃项目

序号	项目	所属公司	产能(万吨/a)	地点
1	神华包头 60 万吨煤制烯烃	神华集团有限责任公司	60	内蒙古包头
2	大唐多伦 46 万吨煤制烯烃	大唐能源化工有限责任公司	46	内蒙古锡林郭勒

续表

序号	项目	所属公司	产能（万吨/a）	地点
3	神华宁煤 50 万吨煤制烯烃	神华宁夏煤业集团有限责任公司	50	宁夏宁东
4	神华宁煤 50 万吨甲醇制烯烃	神华宁夏煤业集团有限责任公司	50	宁夏宁东
5	惠生南京 30 万吨甲醇制烯烃	惠生（南京）清洁能源股份有限公司	30	江苏南京
6	宁波禾元 60 万吨甲醇制烯烃	宁波富德能源有限公司（原宁波禾元化学有限公司）	60	浙江宁波
7	中原石化 20 万吨甲醇制烯烃	中国石化中原石油化工有限责任公司	20	河南濮阳
8	中煤榆林甲醇醋酸系列深加工及综合利用项目	中煤陕西榆林能源化工有限公司	60	陕西榆林
9	靖边能源化工综合利用项目	陕西延长中煤榆林能源化工有限公司	60	陕西榆林靖边

表 2-5 在建或拟建的煤制烯烃、甲醇制烯烃项目

序号	项目	所属公司	产能（万吨/a）	地点
1	中天合创鄂尔多斯 130 万吨煤制烯烃	中天合创能源有限责任	130	内蒙古鄂尔多斯
2	久泰内蒙古 60 万吨煤制烯烃	久泰能源内蒙古有限责任公司	60	内蒙古鄂尔多斯
3	中煤蒙大新能源 50 万吨工程塑料	内蒙古中煤蒙大新能源化工有限公司	50	内蒙古鄂尔多斯
4	兖矿荣信化工 60 万吨煤制烯烃	兖州煤业鄂尔多斯能化有限公司（原内蒙古荣信化工有限公司）	60	内蒙古鄂尔多斯
5	神华乌鲁木齐 68 万吨煤基新材料	神华集团有限责任公司	68	新疆乌鲁木齐
6	中煤伊犁 60 万吨煤制烯烃	中煤能源伊犁煤电化有限公司	60	新疆伊犁
7	青海大美煤炭深加工项目	青海大美煤业股份有限公司	120	青海西宁
8	青海矿业 120 万吨煤制烯烃	青海省矿业股份有限公司	120	青海格尔木
9	青海盐湖 100 万吨煤制烯烃	青海盐湖工业股份有限公司	100	青海格尔木
10	华泓汇金 70 万吨煤制烯烃	平凉华泓汇金煤化有限公司	70	甘肃平凉

续表

序号	项目	所属公司	产能（万吨/a）	地点
11	华亭煤业 20 万吨甲醇制烯烃	华亭煤业集团有限责任公司	20	甘肃平凉
12	山东神达 100 万吨甲醇制烯烃	山东神达化工有限公司	100	山东鲁南
13	山东阳煤恒通 30 万吨甲醇制烯烃	山东阳煤恒通化工股份有限公司	30	山东临沂
14	富德常州 100 万吨甲醇制烯烃	富德(常州)能源化工发展有限公司	100	江苏常州
15	斯尔邦 83 万吨甲醇制烯烃	江苏斯尔邦石化有限公司	83	江苏连云港
16	陕西蒲城清洁能化 70 万吨煤制烯烃	蒲城清洁能源化工有限责任公司	70	陕西蒲城
17	神华陶氏榆林 120 万吨煤制烯烃	中国神华煤制油化工有限公司陶氏化学(中国)投资有限公司	120	陕西榆林
18	山西焦煤 60 万吨煤制烯烃	山西焦煤集团有限责任公司	60	山西临汾
19	同煤集团 60 万吨煤制烯烃	大同煤矿集团有限责任公司	60	山西大同
20	安徽华谊化工 50 万吨煤制烯烃	安徽华谊化工有限公司	50	安徽无为
21	中安联合煤化 70 万吨煤制烯烃	中安联合煤业化工有限公司	70	安徽淮南
22	浙江兴兴 180 万吨甲醇制烯烃	浙江兴兴新能源科技有限公司	180	浙江嘉兴
23	中石化贵州织金 60 万吨煤制烯烃	中国石化	60	贵州毕节
24	中石化河南煤化 60 万吨甲醇制烯烃	中国石化河南煤业化工集团有限责任公司	60	河南鹤壁宝山
25	宁夏宝丰 60 万吨焦炉煤气制烯烃	宁夏宝丰能源集团	60	宁夏宁东

今年以来，石化生产企业通过对开工率的调整和原料投放节奏的控制，令市场出现了较多的上涨行情，但随着未来煤制烯烃企业市场占有率的提高，石化生产企业通过控制库存来提振市场的作用力度将有所减弱[①]。

随着一系列甲醇制烯烃项目的试车投产，动辄 50 万吨、100 万吨的甲醇产能或被释放、或因装置故障而萎缩，造成了甲醇乃至烯烃产品价格的剧烈波动。这种现象虽然对经济性的核算造成了困难，但产品销路仍很有保障。由于甲醇的燃烧属性优良，可作为液体燃料，按照目前市场售价 2100～2200 元/t，即使按等热值计算，价格也相当于汽柴油的 80%～90%，完全具备低于汽油市场价格的竞争力。如果把甲醇生产的规模扩大，甲醇售价可以稳定在 1500～1600 元/t，大量替代汽油不会有任何问题。另外，以甲醇的产能、产量、贸易量、消耗量为标准划分三个重点区域，一是以黄河河套为中心的西北地区，鄂尔多斯、榆林为主要城市；二是以渤海湾为中心的环渤海地区；三是以长江口为中心的长江口地区，产量和产能都集中在西北地区，而消费集中在环渤海。

这三个地区将形成各自相对独立的市场形态，拥有自己独特的市场特点，并辐射周边，例如西北地区产销并重，影响全国局势，而华东地区则是资金炒作的进出口主要中心，拥有强大的存储和贸易能力；环渤海地区将成为我国甲醇消耗最大的区域（见表 2-6），自身可观

① 《石油化工市场》2014-06-15 化化网煤化工。

的产能并不能满足自己的需求[①]。

表 2-6　未来国内甲醇三大重点区域对比(预计 2015 年)

项目	最大	居中	最小
产能	西北	环渤海	华东
产量	西北	环渤海	华东
贸易量	华东	环渤海	西北
消耗量	环渤海	西北	华东

2.2.2　煤制油目前虽有一定经济性但环境和水资源限制突出

尽管外界对煤制油经济性尚存在疑问,但在煤制油产业内部,煤制油可以盈利已是共识。2013 年底,伊泰集团董事长张双旺在某内部论坛上曾承认煤制油存在经济性。随着煤炭价格的持续走低,原油价格居高不下,煤制油存在利润空间可以说是毫无疑问的。据神华煤制油有限公司主任工程师舒歌平称,2013 年神华鄂尔多斯直接液化项目和包头的煤制烯烃项目利税都是 18 亿元,但由于煤制油税负比例较高,直接液化项目净利润仅为 4 亿元。

据了解,神华煤制油直接液化项目由于未达到设计产能,且由于反应器设计过小,不得不外购当地生产煤焦油做原料,影响到最终利润。如果解决了这个问题,利润还可以再增加 10 亿元,而且还是建立在神华煤制油公司按市场价从神华神东矿区购买原料煤的基础上。间接液化方面以伊泰准格尔旗煤间接液化制油为例,项目一期工程设计产能为 16 万吨,投资 21.76 亿元,2008 年 7 月 15 日锅炉点火,2009 年 4 月 8 日第一次试车结束,运行 450 小时,生产油品 1100 吨,8 月 21 日第二次试车开始至 2010 年 3 月 13 日,共运行 5088 小时,生产负荷最高 41%～84%,出油品 45000 吨。项目运行至今已达到接近满负荷生产,油品质量为超国五标准的油品,用于京津冀地区油品升级的配油,经济价值十分可观。

目前煤制油产业内部最为诟病的是高额的增值税和消费税。由于煤炭价值与合成油价格相差悬殊,增值税金占据煤制油成本很大一块,以及煤制油需承担其他煤化工产品并不需承担的消费税,煤制油相关企业普遍反映税负太重。

据神华集团内部人士透露,神华直接液化项目增值税加消费税,每吨油品需负担 2000 多元。来自伊泰 16 万吨煤制油项目的数据显示:2013 年 1—11 月,伊泰合成油品柴油平均每吨售价 7670.8 元,税负 2380.5 元,税负比例超过 31%;石脑油平均每吨售价 6105.6 元,税负 2672.3 元,税负比例超过 43%。如果能减免部分增值税和消费税,煤制油要比煤制烯烃还要赚钱,因为相对于烯烃的有限市场,煤制油的市场接近无限[②]。由于煤制油产能现在尚不成规模,煤制油企业普遍选择将合成油品售卖给中石油、中石化,渠道也压缩了部分利润。目前神华、伊泰等企业虽已有油品销售权,但缺乏全国性的销售系统,且建设加油站审批困难。不过据神华煤制油主任工程师舒歌平称,未来神华煤制油上了规模,也会考虑建设自己的销售渠道。

关于煤制油经济性,多建立在尚未放大的煤制油示范项目基础上。

---

① 中国迎来甲醇新时代(2014-09-21 煤化工)。

② 《煤制油新局》。

随着未来规模放大，经济性也将进一步提高。因此，在煤制油产业内部，3000 万吨煤制油产能只是第一步。在不同场合，不同煤制油产业领军人物曾表达过不同的煤制油终极产能目标，数字包括“1 亿吨”“1.5 亿吨”，甚至“2 亿吨”。

但据多位人士分析，目前国家能源局对煤制油尚没有更长期的规划。目前所规划的 3000 万吨煤制油产能，很大程度还是在进一步的观察。只有经历了煤制油百万吨级的实践之后，国家能源局才可能表明进一步的态度。

但即便未来煤制油趋向市场化，弱化政府审批，企业进入煤制油领域也必须审慎而行。煤制油设备复杂，平稳运行非常重要。据了解，设备停车一次，项目损失将以亿元计，如果操作不当，出现事故，项目终其生命期可能也无法实现盈利[①]。二氧化碳排放问题是煤制油最遭诟病之处。美国环保署按照“井口到车轮”的全生命周期算法，研究了煤制油和其他替代燃料的二氧化碳减排效果。美国环保署研究表明，无论是否经过二氧化碳处理，煤制油都明显比石油制燃料多排放二氧化碳（见图 2-3）。

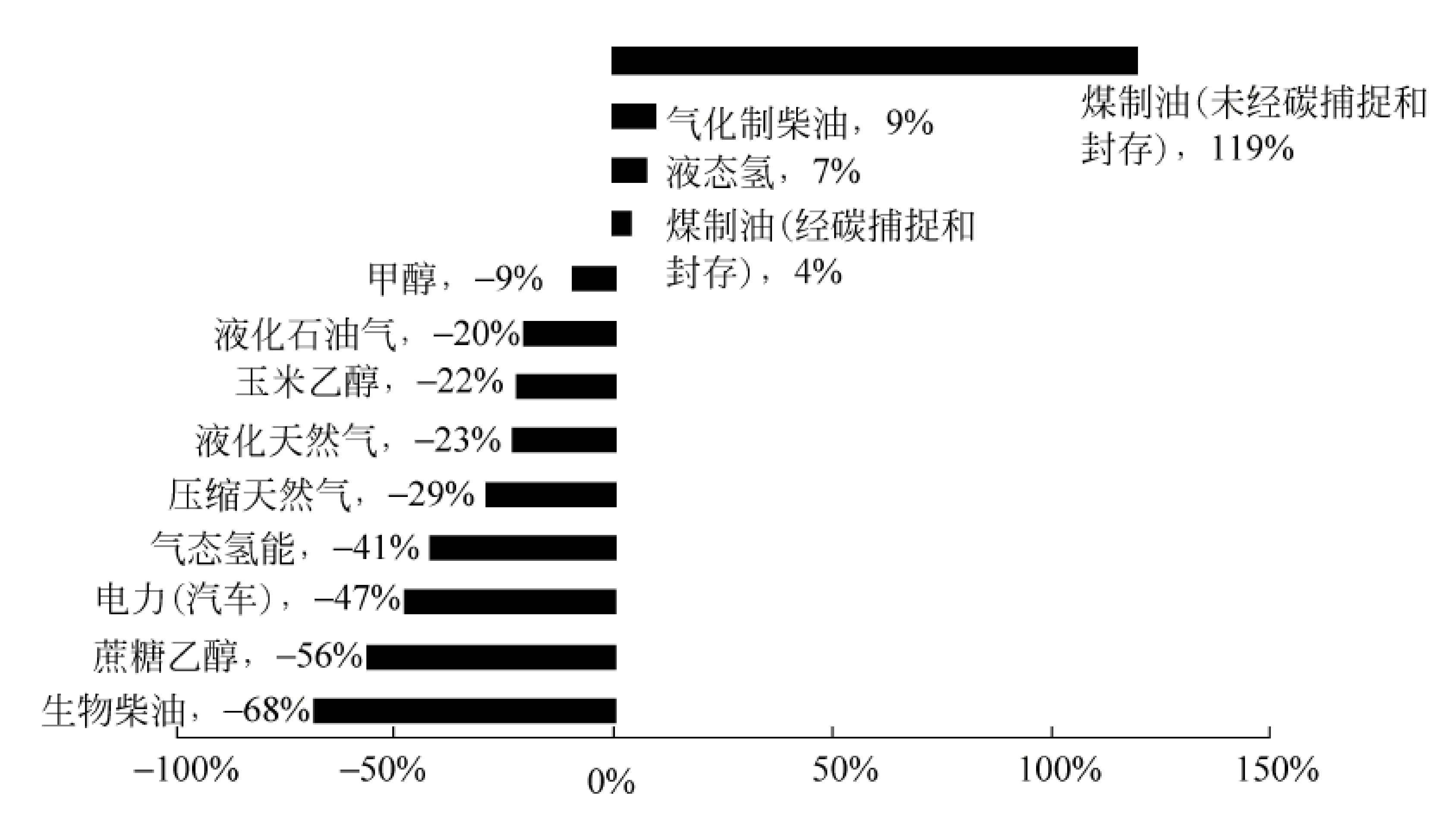


图 2-3 各种石油制燃料替代物的温室气体排放相对变化

* 资料来源：EPA，Greenhouse Gas Impacts of Expanded Re-newable and Alternative Fuels Use.

另据国内估算，与石油炼制柴油比较，煤制油多排放 6～9 吨 CO_2/吨柴油。按照这个数据，3000 万吨的煤制油产能将比石油制柴油多排放 1.8 亿吨 CO_2，相当于《京都议定书》规定的 2012 年底前的全球每年温室气体减排量。根据碳监测行动（CARMA）网站的数据，我国二氧化碳排放量已经超过美国居世界第一。我国是《京都议定书》的签字国，尽管不受温室气体排放限制，但在减缓全球气候变暖的国际共识下，CO_2减排问题必须在产业发展中予以考虑。3000 万吨煤制油产能增排的 CO_2加剧了我国减排的严峻形势。因此，煤制油项目的 CO_2实际排放量必须在示范过程中认真检验。

另外，如果到 2020 年煤制油实现产能 3000 万吨，间接液化法的年耗水将达到 2.1 亿～3.9 亿吨。按人均年用水 20 吨算，相当于一个 1050 万人口的城市耗水量。直接液化法的耗水量与此基本相当。而我国水资源严重紧张，661 座城市中有 420 座城市水资源短缺，有 108 个城市严重缺水。作为主要产煤区和煤制油厂址的北方地区，缺水情况更为严重[②]。彼

① 【观察】煤制油业界百态细览（下）（2014-05-17 化化网煤化工）。

② 《煤制油的风险、经济性和约束》，2009，马名杰，国务院发展研究中心技术经济研究部。

时，环境和水资源成本必将给煤制油经济性带来巨大的负担，即使技术进步，水耗和排放技术指标大大降低，现在建成投产的企业也远未到设备淘汰和更新换代的时间，因此，水资源成本和环境成本预期将成为煤制油项目新的重担。

2.2.3　煤制气项目工艺流程虽短但受技术路线、经济性和污染等多方困扰

以大唐煤化工为例，大唐发电克旗天然气项目最初的整体计划投资为257亿元，但截至目前，仅一期工程总投资额就已超过330亿元。而据大唐国际能源化工有限公司一位中层人士透露，该项目未来在废水处理等环保方面的投入，还须增加至少10亿元，最终投资额可能远超计划。此外，大唐发电多伦煤制烯烃项目，到2012年底实际投资也超出计划逾60亿元。

根据大唐发电2014年中报披露，截至今年上半年，公司在煤化工项目上的非募集资金投入共计599.04亿元，其中仅今年前6个月就投入30.33亿元。这笔巨额的非募集资金，多数来自银行贷款。中报显示，仅今年上半年，公司为多伦煤化工项目的委托贷款额就达76.61亿元，用于其年产46万吨煤基烯烃项目基建及调试，以及补充流动资金。不断加码的投资让其煤化工板块的负债一路攀升至今年上半年的636.21亿元，资产负债率更是高达近85%。

在如此巨额的投入下，大唐发电的煤化工业务却收获寥寥。2014年中报显示，三个标志性的煤化工项目推进情况是：多伦煤化工项目累计生产聚丙烯6.82万吨；克旗煤制天然气项目一期建成后仍处于试生产期间，截至2014年6月，生产天然气2.16亿立方米；而阜新煤制天然气项目2010年核准开工至2014年上半年，才基本完成土建工程和设备安装。而各项目的商运进度的一再延后，让公司煤化工业务深陷亏损泥潭，公司煤化工板块2014年上半年亏损13.67亿元，亏损额相较于2013年同期扩大1.65倍。有市场人士测算认为，当煤价为200元/吨时，大唐发电克旗煤制天然气项目的产品出厂成本为1.97元/立方米（含管道投资，不含税）。而大唐发电与中石油签订的入网价格为2.75元/立方米。根据牛新祥的研究，当煤价在350元/吨以下时，煤制天然气入网价格达到1.9元/立方米以上的煤制天然气项目就能盈利。因此，大唐发电煤制气项目若持续稳定运行，盈利前景将相当可观。过去一两年各大券商的相关研报也纷纷指出，大唐发电煤制天然气项目一旦全面投入商运，每年将给上市公司增加10多亿元净利润。

煤制天然气在国内的发展几经周折。2011年以前，煤炭价格高企，煤制天然气的成本在每立方米2元左右，与国内常规天然气的价格持平，煤制天然气生产几乎无利可图。从2011年起，随着国内煤炭产能过剩导致的国内外煤炭价格持续下跌和天然气价格迅速增长，煤制天然气生产成本下降到每立方米1.7元左右，而国内常规天然气价格维持每立方米2.5元以上，特别是京津冀控制雾霾的各项措施出台，天然气成为稀缺资源，例如北京新增天然气的门站价格高达每立方米3.14元，这导致煤制天然气的价格竞争优势增强。煤气价格变化、天然气需求量和进口量持续增长的发展趋势，为我国中西部产煤地区发展煤制天然气提供了较大的利润空间和发展机遇，也成为中西部地区化解煤炭产能过剩和拉动经济发展的新机遇。据不完全统计，截止到2013年10月，我国建成、在建或拟建的煤制天然气项目共61个，年总产能达到2693亿立方米，除极个别项目外，几乎全部分布在严重缺水的内蒙古、新疆等西部地区。

通过比较中国煤制气项目的财务数据，比照美国国家能源技术实验室公布的两组煤制

气成本估算数据，煤制气项目的成本可划分为 3 部分，分别为：建设成本（资本成本）、制气过程中煤炭成本（燃料成本）和运行维护成本。通常情况下，只要煤制气价格始终高于燃料和运行维护成本，项目就会一直运行下去，而不会考虑最终能否收回建设成本。

由图 2-4 可见，中国的燃料成本高于美国，原因是中国的煤价更高以及煤炭转化效率偏低。中国的运行维护成本较低，原因是中国的工资水平较低以及其他原材料价格低。中国的建设成本也较低，原因是多方面的：①中国的地方政府通常会给重点扶持的工业企业提供免费的土地；②与美国的企业相比，中国的煤制气企业在污染防治方面的投资甚少；③中国本土生产的各类机械设备价格比美国的便宜；④中国的投资者们低估了煤制气项目的真实成本，因为毕竟此前中国还没有建成的煤制气项目可供参考。如果中国确实严重低估了自己的煤制气成本，大规模发展煤制气的结果将既不能达到预期的经济效益，又破坏了环境。

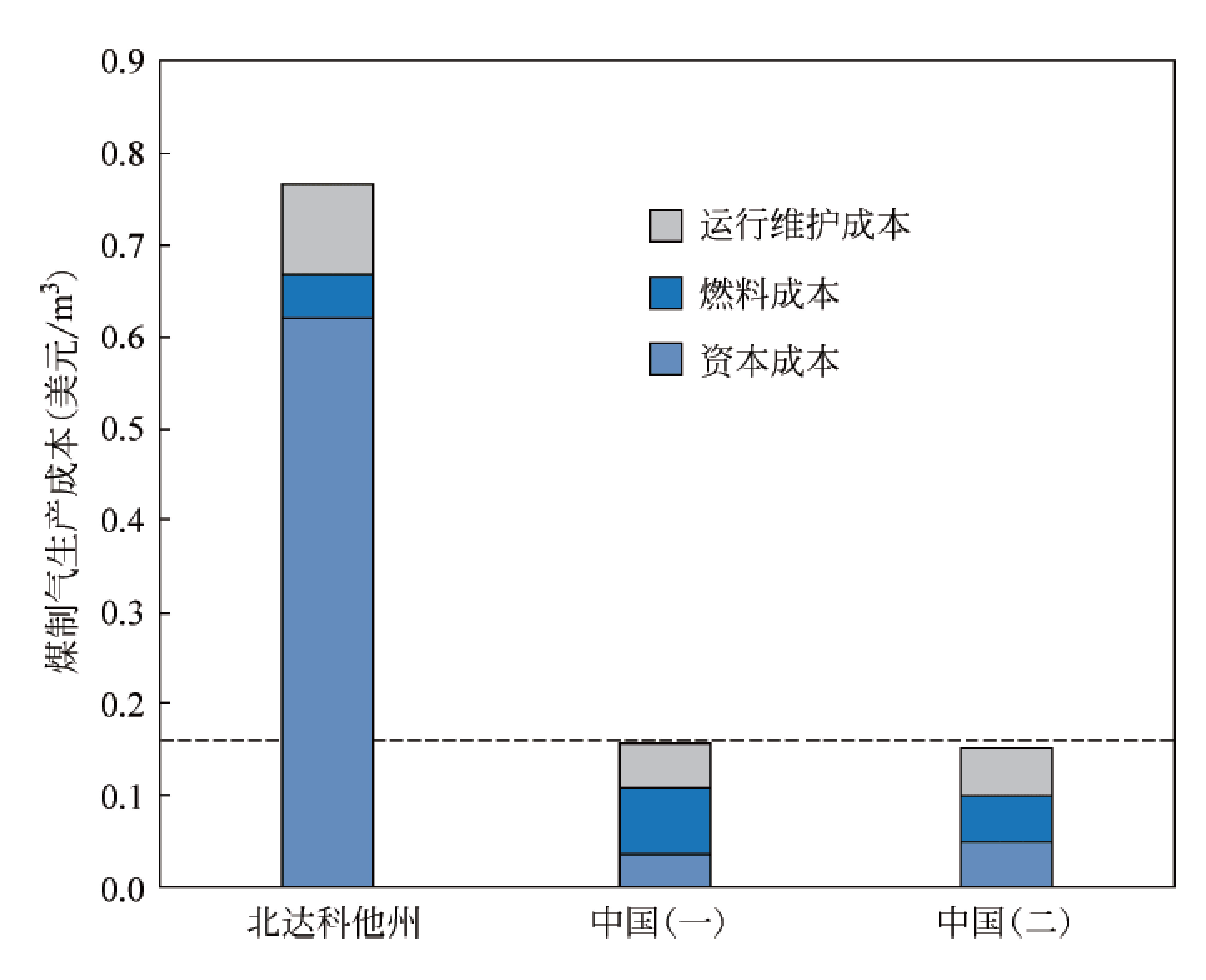


图 2-4 中美两国新建煤制气项目成本估算

从相对价格水平来分析煤制天然气技术替代的经济性，假设天然气价格为 3 元/立方米、煤炭成本 500 元/吨、居民用电 0.56 元/度、柴汽油价格为 8 元/升，对此条件下用户端经济型进行粗略比较，得出结论如下：①使用煤制天然气发电，其上网电价水平与常规天然气发电持平，是燃煤发电平均价格的 2.5 倍；②用煤制天然气供热，其成本分别是中型和大型燃煤锅炉的 4 倍和 5 倍；③用煤制天然气替代家庭炊事，其价格分别与常规天然气持平，与电炊持平，是蜂窝煤的 2 倍；④用煤制天然气替代车用燃料，其价格是普通汽油和柴油的一半。

因此从经济性分析来看，煤制天然气仅与车用燃料比较时才有经济竞争力。但是，当前中国和亚洲的天然气是采用日本定价机制，且与油价相联系，其价格水平分别是欧洲的 2 倍、北美的 4 倍，假若常规天然气的价格降低到欧盟的水平，或者油价从目前 100 美元/桶的高价位降低到 60 美元/桶以下，煤制天然气与车用燃料的比较优势将不复存在[①]。

① 【煤化工】煤制天然气技术环境与经济分析（2014-07-18 能源情报，李俊峰 杨秀 田川，国家气候中心）。

2.3　水资源成为内蒙古自治区发展煤化工的最大制约因素

2.3.1　内蒙古水资源分布与煤化工项目布局不相匹配

内蒙古地表水系不发育，地下水资源不丰富，水资源较贫乏，而且分布不均，整体呈现东多西少的规律(见表2-7、表2-8和表2-9)；东部地区三大水系(额尔古纳河、嫩江和辽河)地表水资源量323.67亿立方米，占全自治区地表水资源总量的92.68%，而地表水系接受各地降水量的补给，水资源量和年降水量规律也是东多西少，以阿拉善和呼伦贝尔为例，年降水量分别为50mm和450mm；地下水系不发达，补给方式也多以大气降水为主，自治区多年平均平水年天然补给资源量为292.52亿立方米，枯水年为243.82亿立方米，地下水资源不允许用于工业开发和生产，只能用于居民生活用水，但受煤炭开采及其他地质运动影响，地下水位仍逐年下降，草原可出水竖井深度已从原先的30米增长至现在的100米，给居民取水造成了巨大困难。

表2-7　2012年内蒙古流域分区水资源量　　　　(单位:亿立方米)

流域分区	年降水量	地表水资源量	地下水资源量	地表水与地下水资源重复量	水资源总量	产水系数
全区	3670.81	349.24	258.38	97.37	510.25	0.14
额尔古纳河	553.7	112.52	42.19	25.96	128.75	0.23
嫩江	834.04	191.45	51.26	37.75	204.96	0.25
东辽河	0.29	0	0.05	0.01	0.04	0.14
西辽河	550.21	19.2	58.56	11.89	65.87	0.12
辽河干流	37.25	0.26	4.81	0.2	4.87	0.13
东北沿黄渤海诸河	13.84	0.24	0.43	0.2	0.47	0.03
滦河及冀东沿海	26.12	1.61	1.32	1.14	1.79	0.07
海河北系	23.97	0.9	1.3	0.71	1.49	0.06
兰州-河口镇	332.08	8.06	35.69	11.31	32.44	0.1
河口镇-龙门	111.13	4.36	11.73	2.27	13.82	0.12
鄂尔多斯内流区	127.66	0.64	8.11	0.04	8.71	0.07
内蒙古高原内陆区	832.55	9.68	38.56	4.09	44.15	0.05
河西内陆区	227.97	0.32	4.37	1.8	2.89	0.01

表2-8　内蒙古分行政区划水资源量(2012年，亿 m^3)

行政分区	年降水量	地表水资源量	地下水资源量	地表水与地下水资源重复量	水资源总量	产水系数
全区	3670.81	349.24	258.38	97.37	510.25	0.14
呼和浩特市	87.99	3.68	12.6	2.5	13.78	0.16
包头市	89.97	1.76	8.18	0.98	8.96	0.1
乌海市	3.94	0.12	0.36	0.17	0.31	0.08

续表

行政分区	年降水量	地表水资源量	地下水资源量	地表水与地下水资源重复量	水资源总量	产水系数
赤峰市	362.67	17.82	23.26	9.14	31.94	0.09
呼伦贝尔市	1075.97	254.83	74.58	56.47	272.94	0.25
兴安盟	293.15	47.41	19.83	6.95	60.29	0.21
通辽市	278.28	4.35	41.49	3.84	42	0.15
锡林郭勒盟	596.85	8	30.43	3.94	34.49	0.06
乌兰察布市	173.1	4.29	7.55	2.39	9.45	0.05
鄂尔多斯市	322.23	4.98	24.11	2.62	26.47	0.08
巴彦淖尔市	151.72	1.63	10.87	6.55	5.95	0.04
阿拉善盟	234.94	0.37	5.12	1.82	3.67	0.02

表 2-9 内蒙古分流域供水量(2012 年,亿 m^3)

流域	地表水源供水量	地下水源供水量	其他水源供水量	总供水量
松花江	15.29	15.19	0.12	30.6
辽河	10.14	36.47	0.16	46.77
海滦河	0.57	2.07	0	2.64
黄河	54.66	26.92	1.4	82.98
西北诸河	8.98	12.35	0.03	21.36
流域合计	89.64	93	1.71	184.35

然而内蒙古工业的布局,尤其是耗水量极大的工业项目,如煤化工、煤炭洗选、煤电厂,都较为集中地布局在泛河套地区,加剧西部严重缺水地区的水资源供需矛盾。现有的水资源供需平衡已不足以满足各盟市新上工业项目的供水需求,为此,各盟市水利部门陆续开展水权置换、水权交易、农业节水等多项措施,在现有水资源的开采强度下寻求空间以配套给审批的工业项目。以内蒙古工业发展最迅速、发展规模最大的鄂尔多斯市为例,全市多年平均用水量在 14 亿~16 亿立方米,工业用水自 2005 年起明显增长,达 2 亿立方米以上,约占全市用水的 18.5%,而按照鄂市政府的规划,煤炭洗选、煤化工等耗水量巨大的工业项目仍然进入了审批流程,而能够通过水权置换等方式调整出来的水资源量几乎是杯水车薪,随着这些项目的陆续上马,鄂尔多斯市的水资源供需矛盾显然会更加突出。按照鄂尔多斯市水利部门和发改委的水资源规划,预计 2020 年和 2030 年,水资源缺口将分别达到 3.14 亿立方米和 5.83 亿立方米(见表 2-10 和表 2-11)。

表 2-10 2012 年内蒙古流域分区供用水量统计表 (单位:亿 m^3)

流域分区	供水量				用水量							耗水量
	地表水	地下水	其他	合计	农灌	林牧渔	工业	城镇	生活	生态	合计	
全区	89.64	93	1.71	184.35	119.08	16.28	23.55	3.01	7.37	15.06	184.35	123.08
额尔古纳河	4.93	4.78	0.12	9.82	0.29	1.25	2.95	0.22	0.46	4.65	9.82	7.66

续表

流域分区	供水量				用水量							耗水量
	地表水	地下水	其他	合计	农灌	林牧渔	工业	城镇	生活	生态	合计	
嫩江	10.36	10.41	0	20.77	15.47	1.85	2.41	0.2	0.73	0.12	20.77	13.08
东辽河	0	0.05	0	0.05	0.04	0.01	0	0	0	0	0.05	0
西辽河	9.99	34.56	0.16	44.71	31.92	4.17	5.14	0.92	2.08	0.48	44.71	32.24
辽河干流	0.15	1.86	0	2.01	1.48	0.22	0.18	0.02	0.07	0.04	2.01	1.45
东北沿黄渤海诸河	0.24	0.39	0	0.63	0.45	0.09	0.05	0.01	0.02	0.01	0.63	0.47
滦河及冀东沿海	0.13	0.56	0	0.69	0.25	0.19	0.15	0.04	0.05	0.01	0.69	0.52
海河北系	0.2	1.12	0	1.32	0.95	0.08	0.09	0.04	0.15	0	1.32	0.84
兰州-河口镇	53.31	23.29	1.36	77.96	57.16	5.55	8.61	1.01	2.57	3.06	77.96	46.27
河口镇-龙门	1.35	3.63	0.04	5.03	2.47	0.56	1.35	0.14	0.35	0.16	5.03	3.64
鄂尔多斯内流区	0.23	3.12	0	3.36	1.98	0.75	0.47	0.07	0.09	0	3.36	2.53
内蒙古高原内陆区	2.32	7.96	0.02	10.29	5.54	1.49	1.37	0.32	0.78	0.78	10.29	7.41
河西内陆区	6.43	1.27	0.01	7.71	1.08	0.07	0.78	0.02	0.02	5.75	7.71	6.96

表 2-11　2012 年内蒙古行政分区供用水量统计表　　（单位：亿 m^3）

行政分区	供水量				用水量							耗水量
	地表水	地下水	其他	合计	农灌	林牧渔	工业	城镇	生活	生态	合计	
全区	89.64	93	1.71	184.35	119.08	16.28	23.55	3.01	7.37	15.06	184.35	123.08
呼和浩特市	4.45	5.59	0.15	10.19	6.26	0.82	1.73	0.41	0.87	0.11	10.19	6.98
包头市	5.09	4.6	0.67	10.37	5.29	0.89	2.91	0.23	0.87	0.17	10.37	7.06
乌海市	0.85	1.97	0.27	3.09	0.76	0.52	1.28	0.09	0.18	0.25	3.09	1.93
赤峰市	8.06	10.83	0.16	19.04	12.45	1.8	2.75	0.58	1.31	0.15	19.04	14.04
呼伦贝尔市	9.17	7.45	0.12	16.74	4.58	2.48	3.95	0.3	0.77	4.65	16.74	12.01
兴安盟	5.96	7.31	0	13.27	11.18	0.54	0.98	0.08	0.39	0.1	13.27	8.33
通辽市	2.52	26.7	0	29.22	21.63	2.83	3.06	0.41	0.91	0.39	29.22	20.75
锡林郭勒盟	0.17	3.97	0.01	4.15	1.16	1.28	0.94	0.26	0.33	0.17	4.15	3.1
乌兰察布市	2.47	4.16	0.01	6.64	4.48	0.3	0.51	0.12	0.61	0.62	6.64	4.58
鄂尔多斯市	5.36	10.15	0.18	15.69	9.34	2.21	2.9	0.31	0.58	0.35	15.69	11.38
巴彦淖尔市	38.51	8.35	0	46.86	40.19	2.49	1.24	0.18	0.47	2.3	46.86	24.96
阿拉善盟	7.04	1.92	0.14	9.1	1.76	0.12	1.31	0.04	0.08	5.8	9.1	7.96

2.3.2 煤化工项目水耗给当地水资源供需矛盾带来新冲击

按照"十一五"规划，全国有 32 个在建或投产的煤化工重大项目，"十二五"规划中新增 15 个重大项目，两批项目需水量合计约为每年 11.1 亿立方米。如按照保守估计，"十二五"期间以这 15 个示范项目为主，预计在 2015 年我国煤化工产业的需水量约为 12.22 亿立方米，折算为每天 334.68 万立方米(见表 2-12 和表 2-13)。

这些项目中位于内蒙古的项目，按照用水限额推算，预计 2015 年将有 3.30 亿立方米的需水量，而其中大部分项目位于蒙西缺水地区，新增的需水量如何保障和支撑是地方政府亟待解决的问题。而且项目的实际用水量是否符合用水限额的规定、企业是否有其他方法规避用水统计进行非法取水都是未知数。

表 2-12 "十一五"开工建设和投产的煤化工重大项目需水量

所属企业	项目名称	年产规模	投产时间	用水限额	需水量/(万 m^3/a)
太原侨友化工公司	煤焦化项目	10 万 t 顺酐	2006 年 5 月	1.5t	15
河南开祥化工公司	煤甲醇项目	25 万 t	2007 年 8 月	15t	375
三维煤化工科技公司	内蒙古煤化工项目	40 万 t 二甲醚	2007 年底一期投产	21.3t	852
渭河煤化工集团	渭南煤甲醇项目	20 万 t	2007 年 7 月	15t	300
神华集团	鄂尔多斯直接煤制油项目	108 万 t	2008 年 12 月	6.6t	712.8
河南龙宇煤化工公司	永城煤甲醇项目	50 万 t	2008 年 4 月	15t	750
山西兰花清洁能源公司	晋城百万吨二甲醚项目一期	10 万 t 二甲醚	2008 年 9 月	21.3t	213
山西潞安集团	山西潞安间接煤制油项目	16 万 t	2008 年 12 月	9.0t	144
天脊集团、潞安集团	潞安焦炉气二甲醚项目	20 万 t 二甲醚	2008 年 12 月	21.3t	426
神木化工公司	榆林煤甲醇项目	40 万 t	2008 年 8 月	15t	600
内蒙古伊泰集团	内蒙古准旗间接煤制油项目	16 万 t	2009 年 3 月	9.0t	144
新奥集团	鄂尔多斯煤制二甲醚项目	40 万 t	2009 年 9 月	21.3t	852
上海金煤化工公司	通辽煤制乙二醇项目	20 万 t	2010 年 3 月	9.6t	192
神华集团	包头煤制烯烃项目	60 万 t	2010 年 8 月	22t	1320
华亭煤业集团公司	甘肃华亭煤甲醇项目	60 万 t	2010 年 10 月	15t	900
鄂尔多斯化工集团	棋盘井电石氯碱项目	60 万 t 电石	2010 年 10 月	12.5t	750

续表

所属企业	项目名称	年产规模	投产时间	用水限额	需水量/（万 m^3/a）
贵州天福化工公司	赤水煤化工项目	15 万 t 二甲醚	2010 年 12 月	21.3t	3195
兖矿集团	羰基合成醋酸项目	40 万 t	2010 年底	5.4t	216
大唐发电	多伦煤制丙烯项目	46 万 t	2011 年	22t	1012
新疆广汇新能源公司	新疆伊吾煤化工项目	80 万 t 二甲醚	2011 年	21.3t	1704
中电投	巴林右旗煤制甲醇项目	120 万 t 甲醇	2011 年	15t	1800
蒙维科技公司	察右后旗醋酸乙烯项目	20 万 t 醋酸乙烯	2011 年	22t	440
华能蒙东能源公司	满洲里煤制烯烃项目	20 万 t 煤制烯烃	2011 年	22t	440
四川控股化工公司	内蒙古临河煤甲醇项目	60 万 t	2011 年	15t	900
中海化工公司	乌海电石氯碱项目	80 万 t 电石	2011 年	12.5t	1000
大唐发电	内蒙古克旗煤制天然气项目	40 亿 m^3	预计 2012 年	6.9t/1000m^3	2760
内蒙古汇能公司	鄂尔多斯煤制天然气项目	16 亿 m^3	预计 2012 年	6.9t/1000m^3	1104
新能能源公司	达拉特旗煤制天然气项目	20 亿 m^3	预计 2012 年	6.9t/1000m^3	1380
东海新能源公司	达拉特旗煤制乙二醇项目	60 万 t 乙二醇、40 万 t 醋酸	预计 2012 年	9.6t	960
兖矿集团	达拉特旗煤制甲醇	100 万 t	预计 2012 年	15t	1500
博源集团	苏尼特煤制乙二醇项目	20 万 t	预计 2012 年	9.6t	192
河南煤业化工集团	河南煤制乙二醇项目	40 万 t	预计 2012 年	9.6t	384
需水量总计					27532.8

表 2-13　“十二五”煤化工示范项目需水量预测表

序号	示范区	建设地点	项目名称	建设单位	建设规模	用水限额	2015 年需水量（万 m^3/a）
1	新疆伊犁综合示范区	新疆伊犁	55 亿 m^3 煤制天然气	庆华集团	55 亿 m^3/a	6.9t/1000m^3	3795
2		新疆伊犁	煤化电热一体化项目（以煤制天然气为主产品）	新汶、中电投等企业比较选择或联合	60 亿 m^3/a	6.9t/1000m^3	4140

续表

序号	示范区	建设地点	项目名称	建设单位	建设规模	用水限额	2015 年需水量（万 m^3/a）
3	新疆准东综合示范区	新疆准东	煤化电热一体化项目（以煤制天然气为主产品）	中石化牵头，华级、兖矿、新疆龙宇能源、潞安、神华、中煤、新疆兵团等参与	349 亿 m^3/a	6.9t/1000m^3	24081
4		新疆准东	煤炭分质综合利用示范项目	华电牵头，相关企业参与	50 万 t/a 煤焦油加氢	1.5t	75
5	内蒙古自治区示范项目	内蒙古鄂尔多斯	300 万 t 二甲醚	中天合创公司	300 万 t/a	21.3t	6390
6		内蒙古西部	煤炭清洁高效综合利用项目（煤制天然气、油品、焦油、烯烃及联产电力等产品）	煤电化企业优选和组合	60 亿 m^3/a	6.9t/1000m^3	4140
7		内蒙古兴安	煤化电热一体化项目（以煤制天然气为主产品）	煤电化企业比较选择	60 亿 m^3/a	6.9t/1000m^3	4140
8	陕西省示范项目	陕西榆林	100 万 t 煤间接液化	兖矿集团延长石油集团	100 万 t/a	11t	1100
9		陕西	煤化电热一体化项目（以煤制烯烃为主产品）	神华集团、陕西煤化、陶氏公司等	700 万 t/a	22t	15400
10	山西省示范项目	山西	高灰、中高硫煤炭清洁高效综合利用项目（煤制天然气、油品、焦油、烯烃及联产电力等产品）	煤电化企业比较选择	300 万 t/a 甲醇；60 万 t/a 烯烃	15t；22t	5820

续表

序号	示范区	建设地点	项目名称	建设单位	建设规模	用水限额	2015 年需水量（万 m^3/a）
11	宁夏示范项目	宁夏宁东	400 万 t 煤间接液化	神华宁煤集团	400 万 t/a	11t	4400
12	安徽省示范项目	安徽	煤化电热一体化项目（以煤制天然气为主产品）	煤电化企业比较选择	170 万 t/a 甲醇；60 万 t/a 煤制烯烃	15t；22t	3870
13	云南省示范项目	云南	褐煤综合利用项目	煤电化企业比较选择	2 亿 m^3/a 煤制天然气；50 万 t/a 甲醇	6.9t/1000m^3；15t	888
14	贵州省示范项目	贵州	煤化电热一体化项目（以煤制烯烃为主产品）	煤电化企业比较选择	60 万 t/a 聚烯烃	22t	1320
15	河南省示范项目	河南	煤化电热一体化项目（以煤制烯烃为主产品）	煤电化企业比较选择	180 万 t/a 烯烃	22t	3960
需水量总计							83519

* 数据来源：《噬水之煤·煤电基地开发与水资源研究》。

煤化工工艺中主要用水项目有：反应用水、用于冷凝的冷却水、用于加热的水蒸气用水、洗涤用水、生活用水等。例如，煤制天然气主要有备煤、气化、净化、甲烷化、空分、公用工程几个部分。用水较大的是气化部分的洗煤、空分、公用工程的热电站几部分，公用工程中的气化、空分、净化、热电循环水站的装置需要用到冷却水。

煤化工属高耗水产业，有关资料显示，生产 1t 合成氨需耗新水约 12.5m^3，生产 1t 甲醇耗水约 8m^3，直接液化吨油耗水约 7m^3，间接液化吨油耗水约 12m^3。据资料显示：煤化工项目耗水量大，20 亿 m^3/a 的煤制天然气项目耗水量高达 2500 万 t/a。而煤化工项目污水处理量也很大，如神华宁东煤化工基地烯烃循环水、供水系统安装及土建项目的循环水装置最大水处理量高达 432 万 m^3/d，相当于北京城区最高用水量 257.5 万 m^3/d 的 1.68 倍，是目前世界上最大的工业循环水装置之一。煤化工项目投资大，相应的水处理工程投资也很大，而且项目大多是托管运营，单笔合同金额都在数千万元，甚至过亿元。然而，如此重大的工程建设，并没有引起行业的足够重视。我国煤化工水处理量巨大，却没有建立起一整套完善的水样数据库。建立煤化工水样数据库，开发出高效、经济、适用的污水处理技术与工艺，对

煤化工行业实现节能减排具有战略意义。

以神华鄂尔多斯煤制油为例，其工艺为煤炭液化，主要有煤炭直接液化和间接液化两种技术路线，但都因为耗水大、能耗高、废水难以处理等问题，在业内外饱受争议（见图2-5）。神华煤炭直接液化每产1吨油即耗水10吨；间接液化每生产1吨油则需耗水14吨。对比传统石油炼制业，煤炭直接液化吨产品新鲜水消耗量是其12～16倍，二氧化碳排放是其14倍。这些计算仅针对煤制油核心工艺，还不包括项目配套的燃煤电厂和洗选煤厂的水耗能耗。

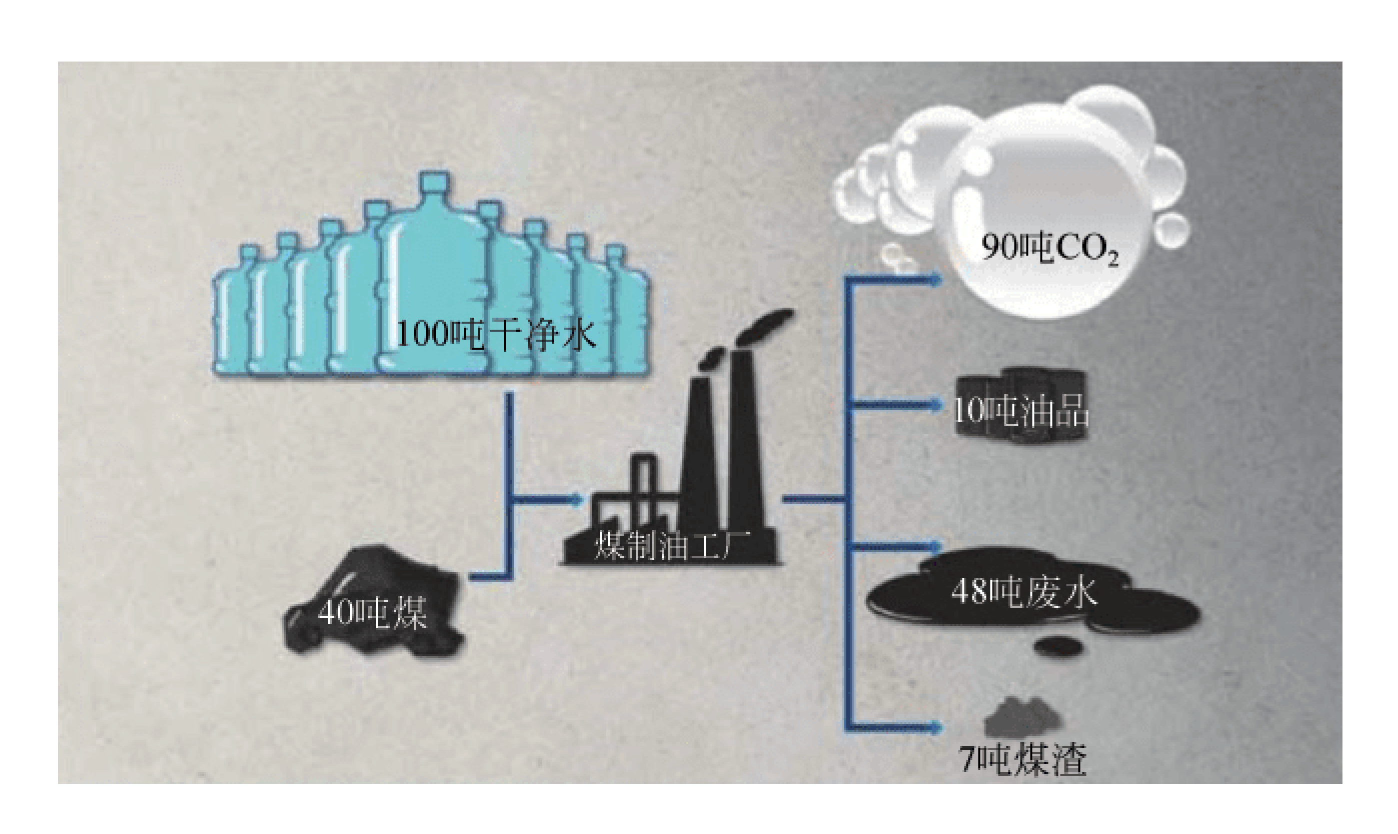


图2-5　煤炭直接液化工艺的平均水耗、能耗和三废排放情况

*图片来源：《噬水之煤·煤电基地开发与水资源研究》

生产煤制气也会消耗大量水资源，每生产1m³煤制气需消耗6～12升水（每生产1000m³煤制气需消耗6～12吨水），而每开发1m³页岩气需消耗0.1～0.2升水（每开发1000m³页岩气需消耗0.1～0.2吨水），后者耗水量仅是煤制气的1%～2%。按照设计产能的90%计，获批的9个煤制气项目开工后每年耗水将超过2亿吨（见表2-14和图2-6）。上述项目大部分位于新疆和内蒙古的干旱、半干旱地区，项目的实施将导致这些地区的缺水形势更加严峻。总之，与常规天然气相比，大规模发展煤制气将导致水资源消耗量和温室气体排放量激增，空气和水体遭受严重污染①。

表2-14　煤化工示范项目的相关指标控制值一览表

控制指标	最低能源转化效率/%	最高综合能耗	最高新鲜水耗
间接液化	42	4t标煤/t产品	11t/t产品
煤制天然气	52	2.3t标煤/1000m³	6.9t/1000m³
煤制烯烃/甲醇制烯烃(MTO)	35	5.7t标煤/t产品	22t/t产品
煤制合成氨	42	1.5t标煤/t产品	6t/t产品
煤制乙二醇	25	2.4t标煤/t产品	9.6t/t产品
低品质煤提质	75	—	0.15t/t标煤

*数据来源：《噬水之煤·煤电基地开发与水资源研究》。

① 《中国合成天然气大变革》，Chi-Jen Yang和Robert B. Jackson题为China's Synthetic Natural Gas Revolution的文章，中文译本：http://www.nmdtyj.com/xsdt_view.asp?id=43

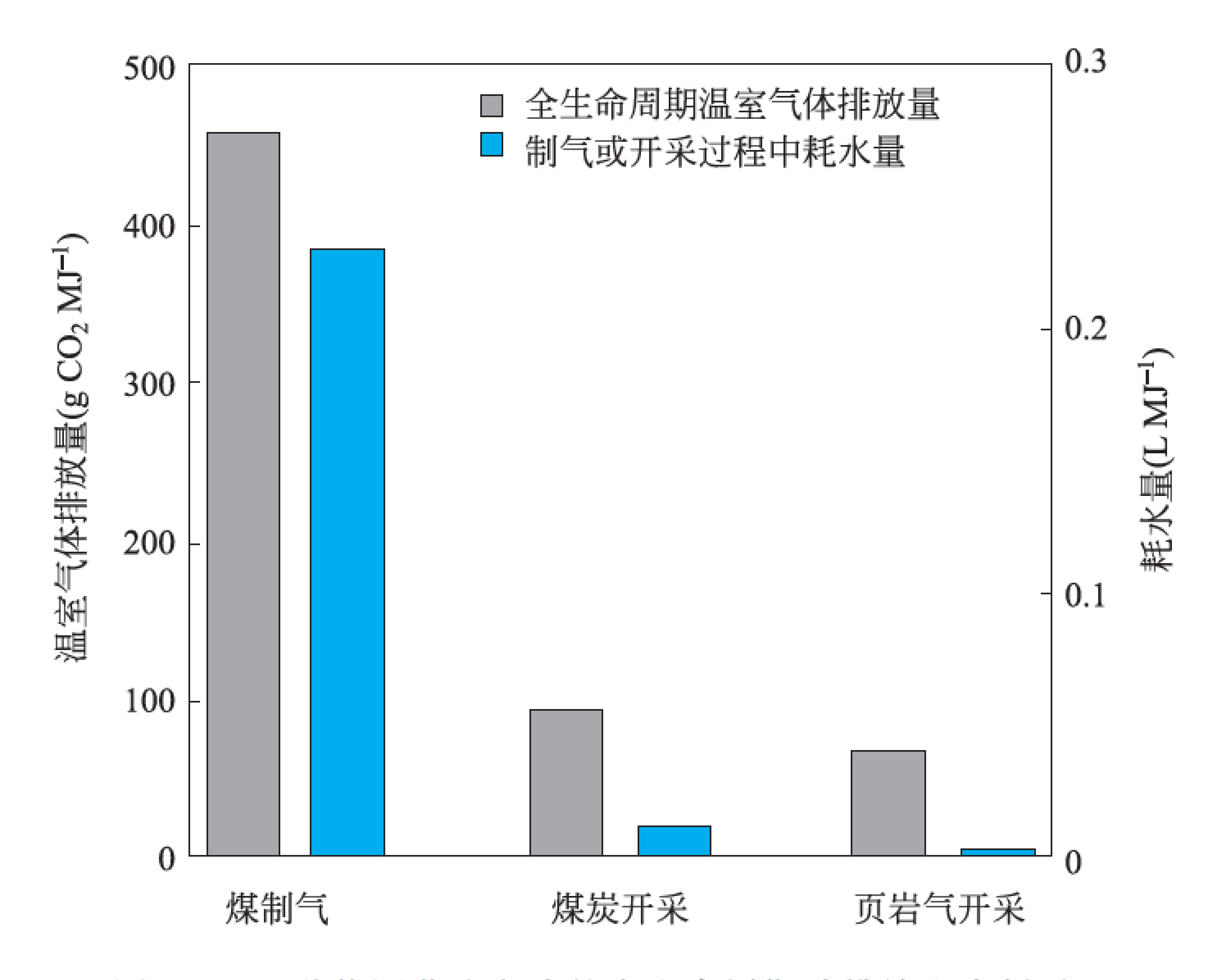


图 2-6　几种能源获取方式的全生命周期碳排放和水耗对比

【煤化工】煤制天然气技术环境与经济分析(2014-07-18 能源情报 文/李俊峰 杨秀 田川,国家气候中心)

2.4　环境容量与温室气体排放压力是煤化工项目未来发展的新瓶颈

2.4.1　三废排放量巨大,无法形成封闭系统

根据《2013 年内蒙古自治区环境状况公报》的数据,依照年度空气质量综合评价指标,包头和乌海为三级轻污染,其余盟市均为二级良好;主要水系如黄河、西辽河、松花江、嫩江、额尔古纳河的干流水质基本为轻度污染,支流则以重度污染为主,五个自然湖泊均为劣Ⅴ类水质;土壤环境质量监测点达标率 96.8%,6 个点位存在重金属单项或多项超标情况,均为轻微污染;污染物减排总量达标,大气污染物减排有重大突破。

然而事实是否真的如报告中公布的这样治理成效显著,还有待商榷。在内蒙古阿拉善左旗与宁夏中卫市接壤处的腾格里沙漠腹地,分布着诸多第三纪残留湖,这里地下水资源丰富,地表有诸多国家级重点保护植物,是当地牧民的主要集居地。与黄河的直线距离也仅有 8 公里。2014 年 9 月,腾格里沙漠由于遭到污染成为媒体争相报道的主角,10 月,得到习近平总书记批示后,内蒙古环保厅责成阿拉善盟政府迅速采取措施,务必在入冬前将污染处理完。近年来,内蒙古和宁夏分别在腾格里沙漠腹地建起了内蒙古腾格里工业园和宁夏中卫工业园区,引入了大量的化工企业。这些厂家在沙漠腹地建造了许多巨大的蒸发池,未经处理的废水排入后,经过自然蒸发,沉淀成高盐黏稠的沉淀物,用铲车铲出,按照固体废物的标准直接埋在沙漠里(见图 2-7)。

这样的处理方式在内蒙古,尤其是西部的工业园区并不罕见。煤化工项目的许多工艺过程产生的含酚胺高盐废水都没有有效的处理方式,或者因为处理的成本过大而不被企业所选择,包括神华在内的许多企业都选择以这种方式处理废水。蒸发池据称也是经过防渗漏处理的,不会对地下水源造成污染和破坏,但事实却以触目惊心的方式展现在人们眼前。

内蒙古自治区政府用来吸引企业的所谓"环境容量大"这一条件，不应以牺牲经济价值更低的，如沙漠这样的生态环境系统为代价。



图 2-7　腾格里沙漠中心的蒸发池和排污管

据绿色和平组织的报告称，神华煤制油工业污水生产量极大。结合项目各相关装置的工艺资料，参照其他炼化厂和电厂的工程经验对神华煤制油项目工业废水量进行估算，预计项目污水总量达到 644 立方米/小时，按装置的设计开工小时数 7440 小时和 100 万吨每年的液化油产量来计算，则年污水的产量达到 479 万吨，每生产 1 吨液化油即要产生污水 4.79 吨。据称，神华煤制油项目已投资采用了降膜式机械循环蒸发技术，达到了污水全部循环利用，是世界最高的环保标准，可以将污水重复利用率提高到 95%以上，同时配备有足够容量的蒸发塘，并做有严格的防渗处理，所以排入水体环境的污染物实际为零。但据绿色和平组织调查发现，实际情况是神华将其工业污水超标排入附近的沙地，经渗透很有可能污染地下水水体。

另一篇有关煤制气全生命周期排放和水耗的报告中，对使用煤制天然气替代和使用原常规能源进行分别研究，对在相同产出下一次能耗、耗水量、污染物排放以及二氧化碳排放情况进行比较。

从排放角度来看，比较结果如下：

由表 2-15 和图 2-8、图 2-9 可看出，除替代燃煤超超临界发电外，其他技术，包括煤制天然气替代供热锅炉、电磁炉、机动车的传统燃料等，在全生命周期过程中确实可以在一定程

表 2-15　不同能源利用方式的比较

能源利用方式	产出	天然气技术	被替代的能源种类	被替代的能源技术
高效发电	1MJ 电力	天然气燃气轮机联合循环	煤炭	超超临界发电
供热锅炉	1MJ 水蒸气	天然气锅炉	煤炭	中型燃煤锅炉
			煤炭	大型燃煤锅炉
居民炊事	1MJ 炊事用能	天然气灶	电力（煤炭超超临界发电）	电磁炉
			煤炭	散烧蜂窝煤炉
机动车	1km 行驶距离	天然气小汽车	汽油	小汽车
	0.2km 行驶距离	天然气公交车	柴油	公交车

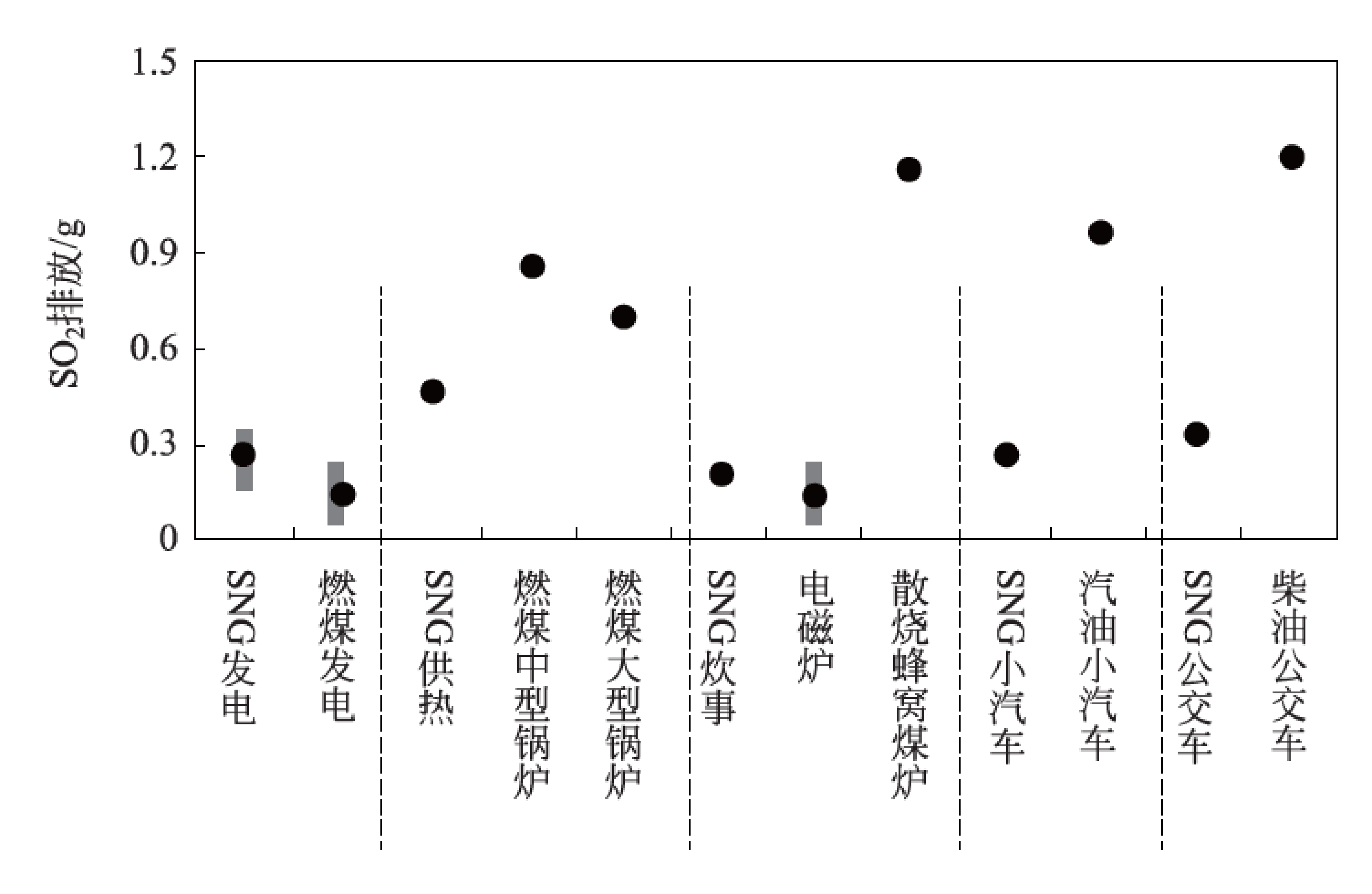


图 2-8　几组技术的全生命周期 SO_2 排放比较

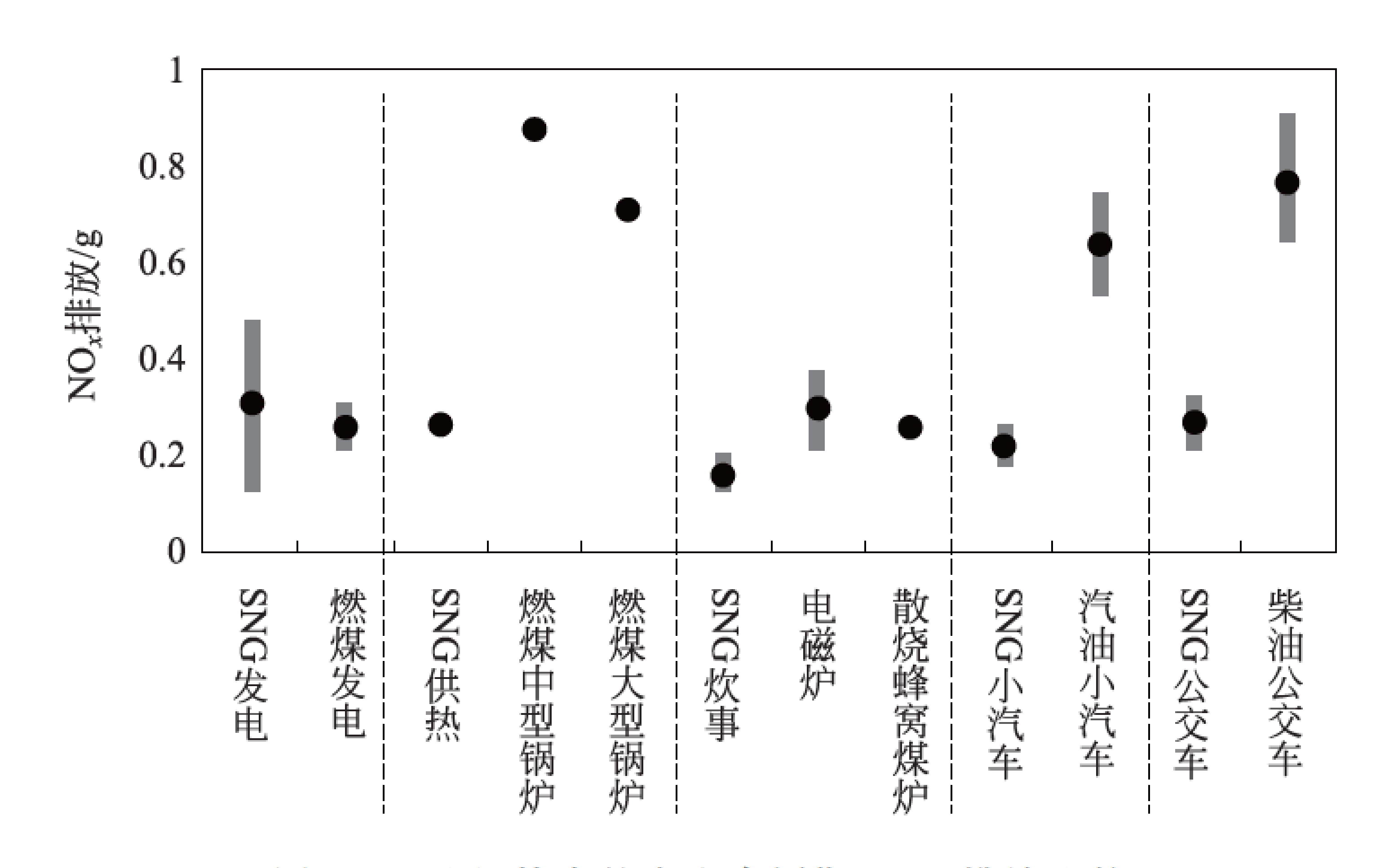


图 2-9　几组技术的全生命周期 NO_x 排放比较

度上减少 SO_2 和 NO_x 的全生命周期排放。而且，由于煤制天然气的排放主要出现在燃料生产过程，对于终端利用侧来说，使用煤制天然气替代燃煤和燃油，可以大大缓解当地的大气污染物排放问题。但对于煤制天然气的生产侧来说，却排放了全生命周期中的绝大部分 SO_2 及 NO_x。因此，从降低消费端二氧化硫和氮氧化物等传统污染物的角度看，其环境效益是可以接受的，但其加诸生产端的排放也是不可避免的事实，从整体生态系统来看，排放没有减少，却不是减少排放总量的有效手段。而且生产端布局多在西部生态脆弱的地区，植被覆盖较少，吸收和净化污染物的手段都相对匮乏，虽然应《大气污染防治行动计划》要求，煤制气的锅炉跟电厂一样都加装了脱硫脱硝装置，原料煤中的硫元素也以副产硫磺的形式进行了回收，但体量大的生产能力和能源消耗对应产生的大量排放还是无法避免。

以大唐煤制气项目为例，厂区在有三到四级大风的情况下仍然能闻到刺鼻的硫化氢味，为第一批 4 个煤制气项目中的 3 个提供设计服务和气化技术的赛鼎公司，其董事长张庆庚接受《能源》杂志记者专访时称，气味的来源有两个，一个是煤气化过程中产生的硫化氢，另一个是副产品煤焦油里面含有容易挥发的萘。处理硫化氢现在有成熟的工业分离装置，处理萘目前可以采取的方式是，在后端的油气水分离环节，把储存的水池加上盖，防止气味逸

出，然后再把含萘的气体抽离出来，再用酸、碱处理一下。虽然大唐项目负责人称各项排放指标均为达标，但气味明显也是事实。据另一篇介绍美国大平原煤制气项目的报告称，大平原煤制气也在环保指标完全达标的情况下，排放了近20年的硫化氢，让周边的居民饱受刺鼻气味的困扰，直到近期才得以治理完成。

2.4.2　CO_2 排放量巨大，将成为企业未来新负担

根据国家发改委《煤化工产业中长期发展规划》(征求意见稿)的初步规划，到2020年煤制油的发展规模将达到3000万t/a，煤制烯烃规模将达到800万t/a，煤制甲醇将超过6000万t/a(含煤制烯烃所需甲醇用量)。按照各种煤化工工艺路线的平均CO_2排放量估算，届时生产上述煤化工产品所排放的CO_2将超过2亿t，因此发展煤化工产业面临较大的CO_2排放压力。

(1) 煤直接液化过程中的CO_2排放

从反应过程来看，反应系统中的氧主要来自煤，反应环境中氢气纯度较高(>80%)，反应后氧主要以水中氧的形式排出体系，CO_2产率较低。神华上湾煤在日本NEDOL工艺1t/d PSU装置上的CO_2产率(干燥无灰基煤为原料)约为2%，在美国HTI工艺PDU装置上的CO_2产率(干燥无灰基煤为原料)为0.34%。据估计，采用煤炭直接液化项目每生产1t粗油，CO_2排放量约为2.1t(不包括燃料排放部分)①。

(2) 煤间接液化过程中CO_2的排放

煤间接液化过程中的CO_2主要来自气化和合成两步，在煤的气化过程中，需要加入氧气和水蒸气作为气化剂，发生如下反应：

$$C+O_2 = CO_2$$

$$CO+H_2O = CO_2+H_2$$

在合成步骤中，CO_2是主要副产物之一，主要来自：

① 水煤气变换反应：$CO+H_2O = CO_2+H_2$

② 采用铁基催化剂的F-T合成反应：

$$2CO+H_2 = CH_2+CO_2$$

③ 甲烷化反应：$2CO+2H_2 = CH_4+CO_2$

④ 歧化反应：$2CO = C+CO_2$

煤间接液化工艺，每生产1t液化产品，CO_2排放量约为3.3t(不包括燃料排放部分)。

(3) 煤制烯烃过程中的CO_2排放

煤制烯烃过程中的CO_2主要来自煤气化过程，煤气化与间接液化中的气化工艺类似，煤在氧气和水蒸气存在的条件下，发生反应生成CO_2和H_2。另外，甲醇合成过程要求原料气中的H_2和CO的摩尔比接近2∶1，而煤气化过程获得的气体中H_2/CO摩尔比小于2，需要将一部分CO通过水煤气变换反应生成H_2和CO_2，以满足甲醇合成的要求，这样又会生成部分CO_2。除少量CO_2(占原料气体总量的3%左右)参与甲醇合成反应外，大部分在合成气净化过程中被脱除排放。煤制烯烃过程中，每生产1t中间产品甲醇，约排放2t CO_2；按最

① 《煤化工产业面临的CO_2排放问题及对策》，王健，2009，《煤炭加工与综合利用》，No.6，pp.35

终产品烯烃计算，生产 1t 烯烃约排放 6t CO_2（不包括燃料排放部分）[①]。

（4）煤制气过程中的 CO_2 排放

从图 2-10 可看出，煤制天然气 CO_2 排放的大部分来自燃料生产过程，占到其全生命周期 CO_2 排放的 70%左右。这个生产过程需要消耗煤炭，同时除了排放二氧化碳，还有氮氧化合物、二氧化硫和粉尘。从全生命周期来看，煤制天然气的 CO_2 排放全部高于对比组内的其他能源和技术。粗略计算，煤制气发电的每 1 度电耗煤在 386～455 克标准煤之间，而 2011 年全国火电行业的平均煤耗为 329 克标准煤，煤制气发电的煤耗比直接使用煤炭高 17.3%～38.3%。这意味着，从一次能源消耗的角度来讲，使用煤制气发电会消耗更多的煤炭。而相比于机动车燃油替代，用煤制天然气替代小汽车汽油和公交车柴油时，CO_2 排放将分别增加 2.72 倍和 2.70 倍。

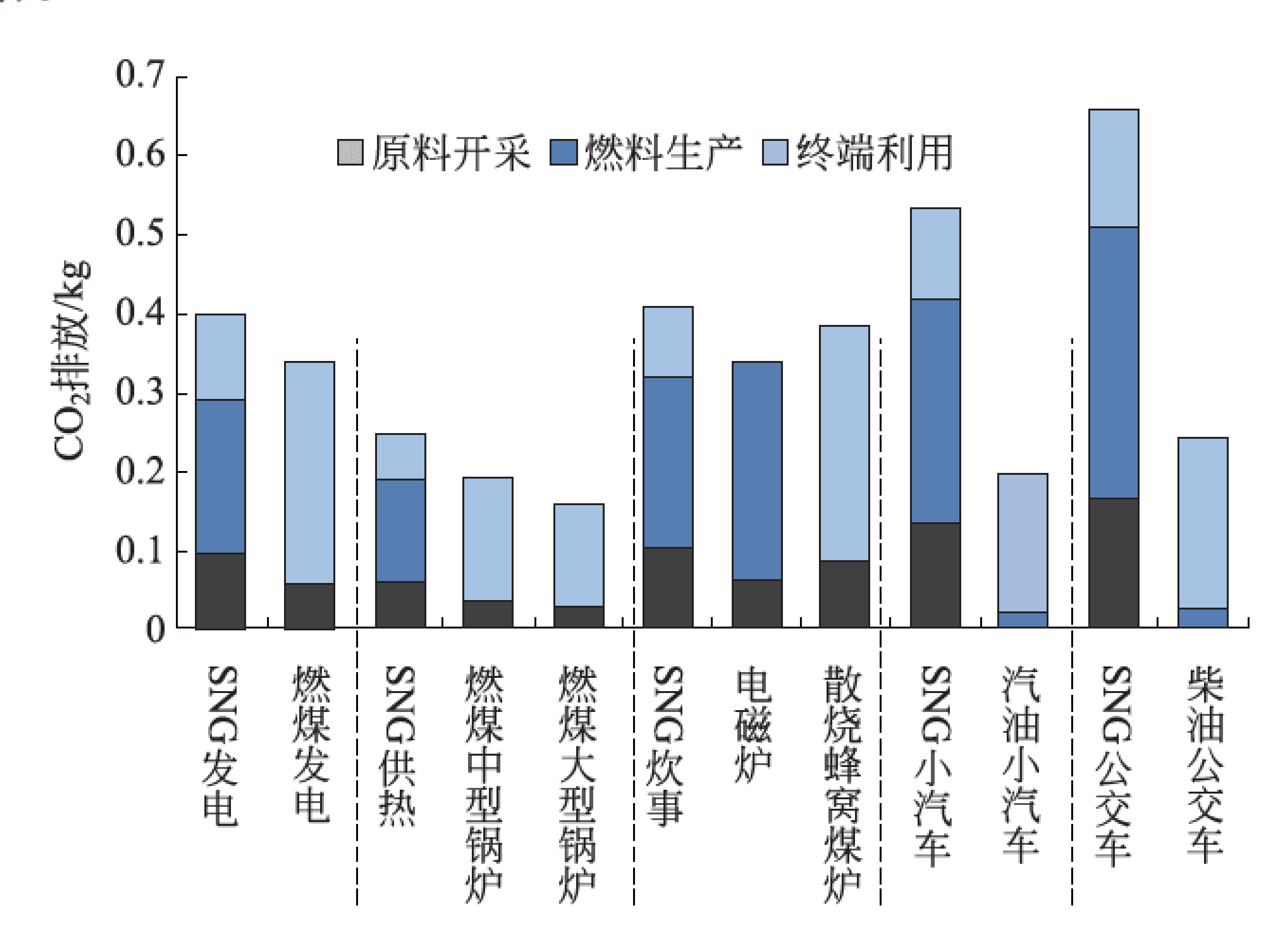


图 2-10　几组天然气应用技术的全生命周期 CO_2 排放

从控制温室气体排放角度看，发展煤制天然气是极为不合理的，其全生命周期的二氧化碳排放量比其他替代技术分别高出 10%至 270%，尤其以替代常规天然气发电与车用燃料以及集中供热最为不合理，其二氧化碳排放将分别增加 270%、170%和 60%。

2.5　项目对地方经济的影响负面效应大于正面效应

从项目对地方经济的影响方面来看，一个投资几百亿元的煤化工项目，建设周期长达 5—10 年，对地方经济年均贡献固定资产投资巨大，是拉动 GDP 增长的有力方式。据统计，2012 年全年全社会固定资产投资 128.3 亿元，比上年增长 1.7%。其中，规模以上固定资产投资完成 123.1 亿元，增长 2.2%。规模以上固定资产投资从产业投资结构看，一二三产业分别完成投资 2.3 亿元、103.7 亿元和 17.1 亿元，分别占规模以上投资的 1.9%、84.2%和 13.9%，第二产业所占比重同比下降了 5.2 个百分点，一三产业分别上升了 0.8 和 4.4 个百分点（见表 2-16）。

① 《煤化工产业面临的 CO_2 排放问题及对策》，王健，2009，《煤炭加工与综合利用》，No. 6，pp36.

表 2-16　内蒙古赤峰市克什克腾旗历年固定资产投资

年份	全社会固定资产投资/亿元	比上年增长/%	规模以上固定资产投资/亿元	比上年增长/%
2012	128.3	1.7	123.1	2.2
2011	126.1	14.6	120.4	9.4
2010	110	57.3	—	71.3
2009	69.9	45.1	64.1	36.2
2008	50.3	33.4	47.0	34.6
2007	37.7	48.4	34.9	49.3
2006	25.4	17.7	23.4	16.5

而对于煤制气的国民经济效应，清华大学气候政策研究中心日前在京发布《中国低碳发展报告(2014)》称，作为消费端使用煤制天然气替代煤炭，确实可以达到有效降低大气中PM2.5浓度的效果；而作为生产端，煤制天然气项目存在资源环境影响和高碳风险，可能造成"区域治霾、全国增碳"的治理困境，需高度重视和谨慎对待。

报告认为，从全生命周期的角度来看，煤制天然气具有更高的碳排放和环境成本。以内蒙古向北京输送天然气为例。首先，从煤炭消费来看，北京市每年引进40亿立方米的煤制天然气可减少约894万吨的煤炭消费，而内蒙古因为每年生产40亿立方米的煤制天然气将会增加煤炭消费约1203万吨，占内蒙古2012年煤炭消费总量的3.3%。从而，北京和内蒙古两地的煤炭消费每年将会净增加约309万吨。换言之，北京市煤炭消费的下降是以内蒙古更多的煤炭消耗为代价的。其次，尽管北京市因为使用煤制天然气替代煤炭而减少了约738万吨的温室气体排放，而煤制天然气的温室气体排放主要集中在生产环节，因此，从全生命周期的角度计算，北京和内蒙古两地总计将会净增加约377万吨的温室气体排放。

从资源消耗的角度来看，内蒙古因每年生产40亿立方米天然气将增加水资源消耗约2400万吨，占2012年该地生活用水总量的2.3%，相当于约66万内蒙古城市居民一年的生活用水量。然而，2011年内蒙古自治区水资源总缺口已达10亿立方米，煤制天然气的大规模生产将加剧这一趋势。煤制天然气项目具有巨大的碳排放能力和环境负外部性。根据测算，目前国家发改委已经审批的煤制天然气项目(771亿立方米)将每年消耗煤炭约2.3亿吨，占2011年全国煤炭消费总量的6.8%，如果用煤制天然气替代煤炭的话，所增加的温室气体排放将占2010年全国温室气体排放量的1%～2%。

而把各地建成、在建或拟建的所有煤制天然气项目，即已审批和待审批的项目(2693亿立方米)加总，那么每年约消耗8.1亿吨煤炭，接近2011年全国煤炭消费总量的1/4，而用这部分煤制天然气替代煤炭所增加的温室气体排放将占2010年全国温室气体排放量的3%～6%。

新疆和内蒙古作为国内煤制天然气项目规模与产量排名前两位的主要产区，将为煤制天然气的生产付出高昂的资源环境代价，而前者更为严重。对于新疆地区，国家发改委已审批的435亿立方米煤制天然气项目每年将消耗约1.31亿吨煤炭，已经超过了2011年该地煤炭消耗总量的34%。与此同时，这些项目每年约2.6亿吨的水资源消耗将占到该地区整个2012年生活用水总量的22%，进一步加剧该地区长期面临的缺水状况。

报告还预测，如果计算建成、在建与拟建项目，新疆和内蒙古地区都将面临更加严峻的煤炭资源与水资源压力，尤其是新疆地区仅这一类项目就已经占到其 2012 年生活用水总量的 92%，且煤炭开采量将增大近 5 倍，势必会造成对区域生态环境的严重破坏①。

一个国家的自然资源禀赋并非完全取决于地质与自然环境，而是跟技术的发展、政治与经济体制，以及社会的偏好息息相关。从美国大平原煤制气项目的经验来看，在 20 世纪 70 年代到 80 年代初期，美国人也认为美国的自然资源禀赋就是富煤少气。然而随着 20 世纪 80 年代初期美国逐步解除天然气价格管制，天然气探勘与开采的投资不但大幅增加，还有很多投资是用来开发新技术以开采以前无法开采的气种。从 20 世纪 80 年代以来，在美国整体能源结构中天然气占比逐渐上升，煤炭占比逐渐下降，探明天然气储量不但没有逐渐减少，反而越用越多。而中国的天然气价改与天然气产业相关体制改革才刚刚起步，中国常规天然气探明率仍低，而非常规天然气的开发正蓄势待发。与中国邻近的俄罗斯天然气资源探明储量世界第一，而中俄长期天然气进口协议才刚签署。根据英国《经济学人》杂志近期报道，近年来天然气液化成本快速下降，而液化天然气供应端的竞争则日益激烈。因此，在这个时机大规模投资煤制天然气，无疑是一场高风险低回报的豪赌。如果赌赢了，也是靠牺牲环境换取利润；如果赌输了，则在破坏环境的同时赔上经济②。

---

① 【冷思考】煤制气全生命周期高碳排放、高环境成本，2014-03-24 能源观察

② 【煤化工】美大平原煤制气对中国的启示，2014-08-19，能源情报，杨启仁，杜克大学

第三章　内蒙古自治区煤化工发展战略

3.1　战略基础

根据课题组对内蒙古自治区煤化工发展现状分析，和对内蒙古自治区煤化工发展的优势条件与制约因素的详细解析，本报告将未来内蒙古煤化工发展战略制定面临的战略基础概括如下。

一方面，内蒙古煤化工行业具备较好的发展基础与条件。一是内蒙古煤炭资源储量达8080亿吨，居全国首位，且煤种齐全、煤质优良、分布集中、埋藏较浅、构造简单、开采成本全国最低。其中，西部鄂尔多斯地区煤质适用于发展各种煤气化技术，东部呼伦贝尔、通辽、锡林郭勒褐煤含水量高，更适合就地转化加工。二是内蒙古已经形成了较好的煤化工产业基础，“十一五”以来已经规划建设了一批现代煤化工示范项目，建立了2个国家级现代煤化工工程中心，引进了中石油、中石化、神华、大唐等一大批大型企业，也培育了伊泰、博源等一批本土龙头企业，产业发展所需的资金、技术、人才、管理等基础条件都已有多年的积累。在资源与产业基础之上，内蒙古发展现代煤化工目前具备一定的成本竞争优势。三是内蒙古环境容量较大，相对具有较强的承载能力，内蒙古东部地区水资源相对丰富，并通过实施农业节水工程、跨区域水权置换、修建水利控制性工程，为煤化工项目提供了一定的水资源保障；全区森林、草原面积辽阔，固碳能力较强。

另一方面，内蒙古自治区煤化工发展也存在一些致命的问题，并面临多方面的制约因素，一定要避免蜂拥而上、投资过热、盲目发展的乱象。一是煤化工项目布局分散，缺乏统一规划，产业集中度低，导致资源消耗较高，环境污染大。二是产业层次较低，内蒙古煤化工产业仍以传统煤化工为主，现代煤化工发展刚起步，产业延伸加工不足，产品品种少，附加值低，竞争优势不明显。三是煤化工产业与煤炭、电力、冶金、装备等关联产业的产业融合度不高，特别是资源、能源综合循环利用程度较低。四是最重要的一点，资源环境的约束日益强化，尤其是水资源短缺的约束。五是煤化工项目带来的环境污染与生态破坏严重。就现有的煤化工项目规模来看，蒙西地区已逼近水资源红线，而蒙东地区虽然水资源相对充足，但东部地区的自然保护区环境遭受到煤化工的污染问题非常严重，甚至触目惊心。**课题组初步判断，内蒙古煤化工发展面临的环境和水资源承载极限已日益逼近红线，如果未来没有显著技术创新，不能淘汰现有落后产能以腾出环境容量和水资源空间，内蒙古将基本不具备继续规划煤化工项目的能力。**

具体分品种来看。煤制气并不适宜作为清洁化、低碳化措施在内蒙古自治区乃至全国大规模推广。煤制气虽可以降低以其作为终端消费地区的一次能耗、水资源消耗、二氧化碳排放与大气污染物排放，但是从全生命周期过程来看，其一次能源消耗和二氧化碳排放均高于被替代的传统能源和技术，此外在水资源消耗和污染物排放方面也对生态环境形成巨大压力。可以说，煤制天然气对终端消费地区的能源结构优化和温室气体减排，其实是以全局一次能源消费增加为代价的，而且从全局来看，其与能源体系的低碳化发展方向是相悖的。

此外,煤制气的发展对天然气价格走势比较敏感,并不具备明显的利润空间与经济性。煤制油也面临着类似环境与水资源方面的挑战,并且水耗和排放参数更大。煤制烯烃的经济性稍好,但水耗指标和环境指标都不如煤制油和煤制气,并且利润空间受煤炭价格以及石油化工产品价格影响较大。

所以,内蒙古自治区中长期煤化工发展战略的制定,既要充分利用资源优势与有利条件,更要正视存在的问题与多方面的制约,同时要以国家能源发展战略与煤化工产业政策为重要指引,积极稳妥地发展现代煤化工产业,努力把内蒙古自治区建成全国重要的现代化清洁煤化工生产示范基地。

3.2　战略目标

总体战略目标是使煤化工进入有序、科学、理性发展的新阶段。要在 2020 年前完成煤化工行业战略调整。

根据国内外石油、天然气、煤炭、化工产品的市场环境与技术路线,按照清洁高效、量水而行、科学布局、突出示范、自主创新的原则,科学、理性、稳妥建设一批具有示范意义的煤化工项目。积极承接现代煤化工前沿技术,开发和储备一批具有自主知识产权的先进煤化工技术,严格控制能耗、水耗和污染物排放,建成一批优质示范工程,形成适度规模的煤基燃料替代能力(见表 3-1)。

表 3-1　全国和内蒙古煤化工产业系统预测指标

全国煤化工规模	单位	2012 年	2015 年	2020 年	2030 年
煤制合成氨产量	万吨	4570	4571	4831	4963
煤制甲醇产量	万吨	2763	2830	4565	3063
煤制油产量	万吨	132	150	800	910
煤制天然气产量	亿立方米	27	80	300	350
煤制烯烃产量	万吨	69	100	800	910
煤化工行业用煤总量	万吨	20563	27921	49180	44275
内蒙古煤化工规模	单位	2012 年	2015 年	2020 年	2030 年
煤制油产量	万吨	124	124	150	200
神东煤制天然气产量	亿立方米	36	36	60	100
蒙东煤制天然气产量	亿立方米	40	40	40	40

* 数据来源:战略路径分析系统高情景数据。

具体而言,2020 年前,完成煤化工产业布局和产能调整,兼并、重组一批没有竞争优势的已投产煤化工项目。2020 年后,实现煤化工产能科学化,有效提高自治区煤炭的清洁化利用率。在考虑水资源、环境、市场等综合因素条件下,建议 2020 年我国煤化工行业中,合成氨产量基本稳定在 4831 万吨,煤制甲醇 4565 万吨,煤制油 800 万吨,煤制天然气 300 亿立方米,煤制烯烃 800 万吨。而内蒙古自治区煤制油、煤制天然气、煤制烯烃的规模分别达到约 150 万吨、100 亿立方米、200 万吨。

3.3 战略重点

对于煤化工，国家的基调是鼓励科学发展，限制盲目扩张。中央需要制定合理的规划，对煤化工产业的有序发展加以引导，尤其对在什么地方该做、什么产品该做这两个关键问题上慎重规划，实行总量控制。地方政府需要从当地资源能源禀赋及经济基础条件出发，充分考虑市场因素，结合当地建设与运输条件，避免不结合当地情况和不考虑资源特点的盲目发展。在对产品的考虑上，要尽量选择一些相对环保、市场缺口大、有利于进行精深加工以提高附加值的产品，关注煤化工主要研究领域以及关键技术的进展，尽量采用环境友好型的高新技术；优化工艺技术和装备，积极承接现代煤化工示范项目，稳步推进新技术、新产品、新装备的工程化示范，适时推进产业化。项目布局要坚持一体化、循环化、园区化、集约化的发展模式。

从中期来看，内蒙古自治区煤化工行业的发展，重点仍是进一步建设一批技术先进、运行平稳、节能降耗的示范项目。就区域而言，整体上讲，要限制东部（主要指锡林郭勒盟和呼伦贝尔盟等东部盟市）煤化工发展，西部也要在示范成熟、环境容许、水资源落实的条件下，示范一批具有经济性的项目。具体而言，重点示范煤炭分质利用、煤化电热一体化、煤气化技术组合、甲烷化技术国产化、超大型空分装置自主化、副产品集中深加工、污水高效集中处理、封闭及近零排放示范项目等。要深入研究、大力吸取目前建设项目的经验与教训，解决突出问题，做大做强现有项目，科学规划未来项目，提高经济效益与环境效益。煤（甲醇）制油方面，继续推进示范，而非大规模推广。重点示范大型费托合成浆态床反应器、副产醇类催化氧化处理、合成尾气甲烷转化利用、费托合成反应热回收利用、费托合成油精细后加工、新型费托合成催化剂生产与应用、热能回收系统优化等关键技术，尤其要重视系统集成优化，降低投资、煤耗和水耗，争取实现百万吨级装置产业化。在现有的技术基础之上，形成涵盖整个上下游产业链的技术知识体系，如煤化工工艺设计、项目和运营管理、锅炉和机械制造与故障排除、工业废物循环处理与环保、油气储运、管道设施规划与建设以及环境保护和水污染治理等，解决技术攻关难题。煤（甲醇）制烯烃方面，推进已有项目如神华包头、大唐多伦煤制烯烃示范项目的扩能改造，进一步完善生产工艺与装备水平，降低煤耗、水耗、污染物排放。同时，采用国内外先进技术，继续建设大型工业化示范装置。煤制乙二醇方面，积极推进乙二醇技术多元化，开发其他经济实用的技术路线，重点解决合成气羰化加氢生产乙二醇的技术难点。在蒙东和蒙西分别建设新技术示范工程，并提高乙二醇就地转化能力。

更长期来看，在示范项目实现长周期平稳运行，生产工艺与技术成熟、符合环保或近零排放的基础之上，下一步再根据国家能源战略需要与相关市场环境，择机推广，选择工业化与商业化，提升内蒙古的煤炭清洁利用水平。

3.4 战略措施

煤化工产业的发展对煤炭资源、水资源、生态、环境、技术、资金和社会配套条件要求较高。未来内蒙古煤化工产业的发展，需要以下保障措施。

第一，加强组织领导。各地区、各相关部门要加强统一规划、组织协调，落实工作责任，积极创造有利的政策环境，促进内蒙古现代煤化工行业健康发展。在项目的安排与实施上，要重点围绕现代煤化工下游加工，鼓励精细化、高附加值、环境友好的项目发展，延长产业链条，推进产业结构升级。

第二，严格管理监督。重新对现有各类煤化工项目进行技术路线、经济性、环境影响、社会影响评估，并对其市场发展趋势给出判断，要毫不犹豫地淘汰那些技术路线错误、环保不达标、污染严重的产能，严格把关项目准入，不符合要求的项目不予核准备案，也不予配置建设项目用地、煤炭资源等。

第三，提高准入标准。根据国家产业准入标准，并基于自治区的实际情况，制定更为严格的综合能效、水耗、煤耗、污染物排放、经济效益等准入指标。要加快修订并严格执行煤化工经济、技术、环保标准，规范煤化工行业发展。同时，要按照大型化、一体化、循环化的要求，统筹煤化工项目科学布局。

第四，科学合理地利用水资源。短期内地方政府要积极新建一批供水工程设施，增加有条件发展煤化工但水资源缺乏地区的工业用水额度，适度确保一类有条件项目能够开工投产。另外，要加大节水和循环水利用力度，也可以通过黄河水置换来解决一部分工业用水需求量。编制地区详细的水资源规划，为项目审批和建设提供透明的水资源信息支撑。长期内，应建立由于规划失误造成明显超过用水红线的惩罚与补偿机制，制约企业和政府进行合理规划，谨慎选择。

第五，重视产学研结合，加强人才培养和引进。煤化工产业化发展今后应加强“产学研”结合，以创新驱动推进科技进步，实现技术突破，并应组建产业联盟，实施大企业、大集团，煤-电-化-冶-建材多联产的综合发展路径，鼓励和增大科研投入，从提高资源利用率、能源转换效率和减少生产过程中的资源浪费入手，提升本地人力资源素质，使企业与学校密切结合，密切关注化工学科、管理学科、工程学科的实践经验与案例，提高教学质量，从而使自治区煤化工产业能够后劲十足，真正成为支柱产业。

第六，加强生态修复。部分盟市生态环境欠账较多，要加大生态修复投入。要将煤化工发展对生态环境与水资源的影响限制在可恢复的程度，同时积极开展工业园生态重建。另外，量化环境治理各个环节的成本，为制定有效的治污法律体系提供科学和合理的依据。

分报告六

内蒙古自治区可再生能源发展战略研究

报告说明

可再生能源是全球重要的能源资源，在满足能源需求、改善能源结构、减少环境污染、促进经济发展等方面发挥了很大作用。随着对能源资源约束的不断加大和环境问题的日益突出，应对全球气候变化成为国际共识，世界上许多国家都将发展新能源、可再生能源作为本国能源发展的战略目标。金融危机以来，世界主要国家纷纷制定发展战略和专项规划，对新能源和可再生能源发展给予前所未有的政策扶持，新能源和可再生能源获得空前发展。过去几年，我国可再生能源产业有了较全面的发展，在风能、太阳能、生物质能等利用领域都取得了令人欣喜的成绩。内蒙古自治区作为全国第一能源资源大省，可再生能源如太阳能、风能和生物质能蕴藏数量巨大。因此，要充分利用内蒙古可再生能源资源，完善相关政策，采取有力措施做好研究开发工作，推动可再生能源利用及相关产业的发展，力争使内蒙古可再生能源利用工作走在全国前列。

从各章节内容编排上，第一章研究了国内外可再生能源发展形势，包括国际发展形势和未来发展趋势，以及我国可再生能源发展形势，目的是探讨内蒙古可再生能源发展的国际国内环境，分析机遇与挑战，以便根据内蒙古自身实际情况确立各阶段发展目标，制定科学合理的发展战略。理清这些关系后，第二章着重论述了内蒙古发展可再生能源的潜力和必要性。在阐述内蒙古可再生能源发展现状的基础上，客观分析了该地区发展可再生能源的有利和不利因素，并提出了可再生能源发展的必要性。接着第三章重点阐释了内蒙古中远期可再生能源发展目标，这是结合国家中远期可再生能源发展目标和内蒙古实际情况所提出的切实可行的发展战略。而第四章则对战略思路、基本原则和战略目标进行了具体说明。第五章进一步分析了所要完成的战略重点，包括加强能源的就地消纳、加强外送通道建设以扩大可再生能源消纳范围等。内蒙古可再生能源资源的开发也离不开必要的保障措施，所以第六章主要从组织保障和政策保障两方面提出了具体的保障措施。

在准确把握国内外大环境、内蒙古自身情况基础上，内蒙古应做足可再生能源发展的功课，重点利用优势能源资源，加快光电的开发，推进风能资源的开发利用，规模化发展新能源、可再生能源，大力提高清洁能源在内蒙古地区能源消费中的比重。内蒙古在谋划发展中，要立足长远，抓住机遇，充分利用好内蒙古巨大的资源潜力，全力做好可再生能源的开发利用工作。

第一章　国内外可再生能源发展形势

1.1　国际发展形势和未来发展趋势

1.1.1　加快开发利用可再生能源已成为国际社会的共识

可再生能源已成为全球能源投资的热点领域。2013 年,全球可再生能源投资达到 2140 亿美元,风电、光伏发电、水电新增装机分别达到 3500 万千瓦、3900 万千瓦和 4000 万千瓦,占全球新增电源装机的 56%。到 2013 年底,全球所有可再生能源发电装机达到 15.6 亿千瓦,比上年增加 8%,其中水电累计装机约 10 亿千瓦,风电累计装机 3.2 亿千瓦,光伏发电 1.34 亿千瓦。

发展可再生能源已成为全球能源转型的核心内容。面对日益严峻的能源和环境问题,许多国家提出了以可再生能源为核心目标的能源转型战略。目前,全球有近 140 个国家制定政策支持可再生能源。欧盟把发展可再生能源作为能源发展重大战略措施。丹麦到 2050 年的战略目标是完全摆脱化石能源。德国提出 2050 年的战略目标是在能源消费中可再生能源占 60%、电力消费中可再生能源占 80%。美国研究提出到 2050 年,可再生能源可满足电力需求的 80%。阿联酋、沙特等传统的产油国,以及印度、古巴、巴西等发展中国家都在大力发展可再生能源。

发展可再生能源成为应对全球气候变化的重大战略措施。可再生能源具有低碳或零碳的优势,各国都将发展可再生能源作为应对气候变化的战略措施。欧盟提出了 2020 年“比 2005 年节能 20%和减排温室气体 20%、可再生能源比重 20%”的目标,日本、英国等在提出 2050 年减少温室气体排放目标的同时,都明确了 2050 年可再生能源发展目标。可再生能源在电力、热力、交通燃料等领域已发挥重要作用,替代化石能源的能力快速提高,成为减少温室气体排放的重要选择。

1.1.2　风电在全球范围内已实现规模化发展

自 2009 年以来,全球风电每年新增装机容量一直维持在 4000 万千瓦左右,2013 年受美国风电市场下滑影响,全球风电市场首次出现下降,但风电在一些国家电力体系中发挥的作用愈显突出。2013 年,欧盟风电新增装机容量占全部新增发电装机容量的 32%,风力发电量在电力消费总量中的比重已达到 8%,其中,丹麦风电已占到全国电力消费总量的 33%;美国风电发电量占全部发电量的 4.1%,较去年上升 0.7 个百分点;我国的风电发电量已成为我国第三大电源,在电力生产中的比例上升至 2.6%;风电在全球总电力供应中占比达到了 2.87%(见图 1-1、图 1-2)。

总的来看,虽然全球经济仍旧低迷,但各国的风电呈现快速规模化发展的态势。截至

2013 年底,全球风电累计装机容量为 3.2 亿千瓦,当年新增装机容量 3500 万千瓦,同比增长 10.1%,累计装机增长 18.7%。据全球风能理事会(GWEC)的预测结果,未来五年全球风电每年新增装机将继续保持在 4000 万千瓦以上。

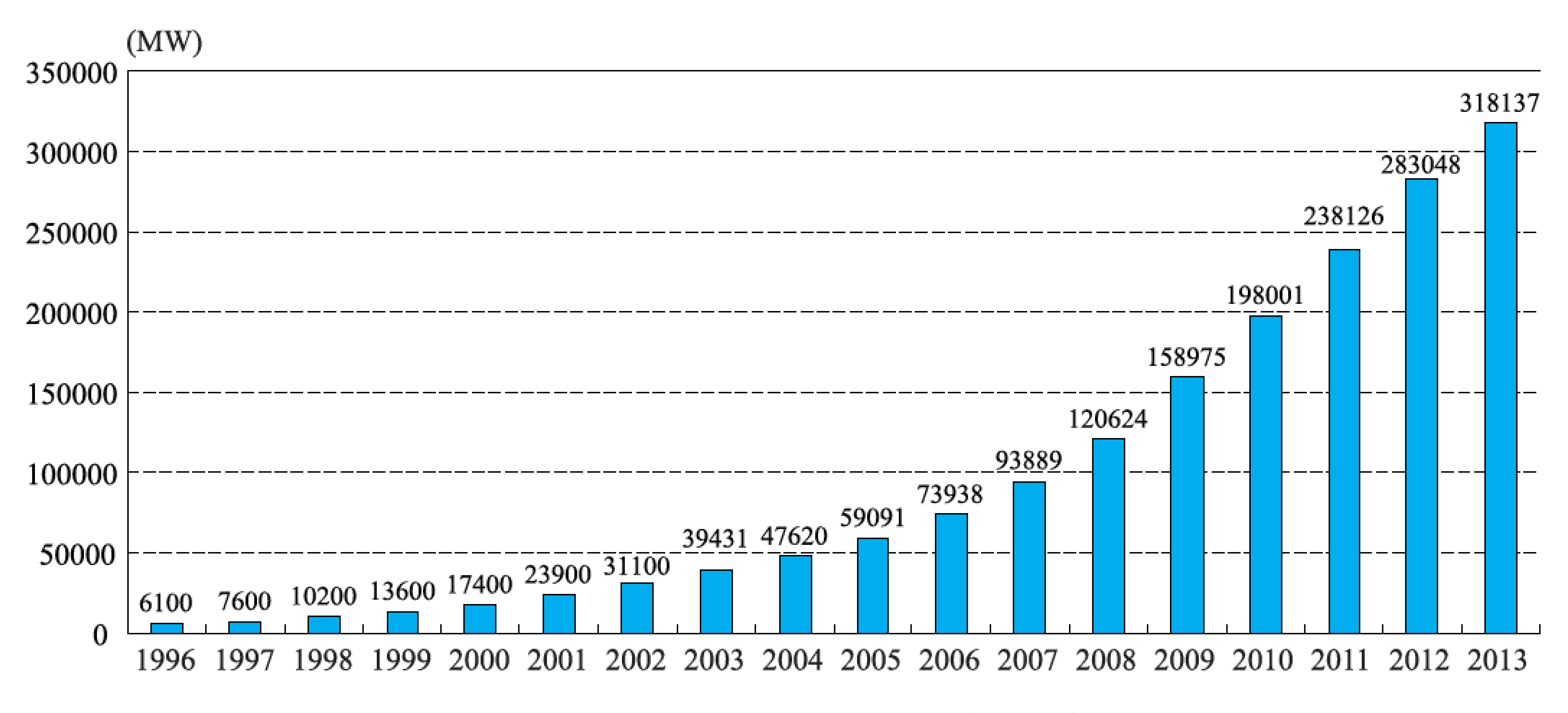


图 1-1　1996—2013 年全球风电累计装机容量

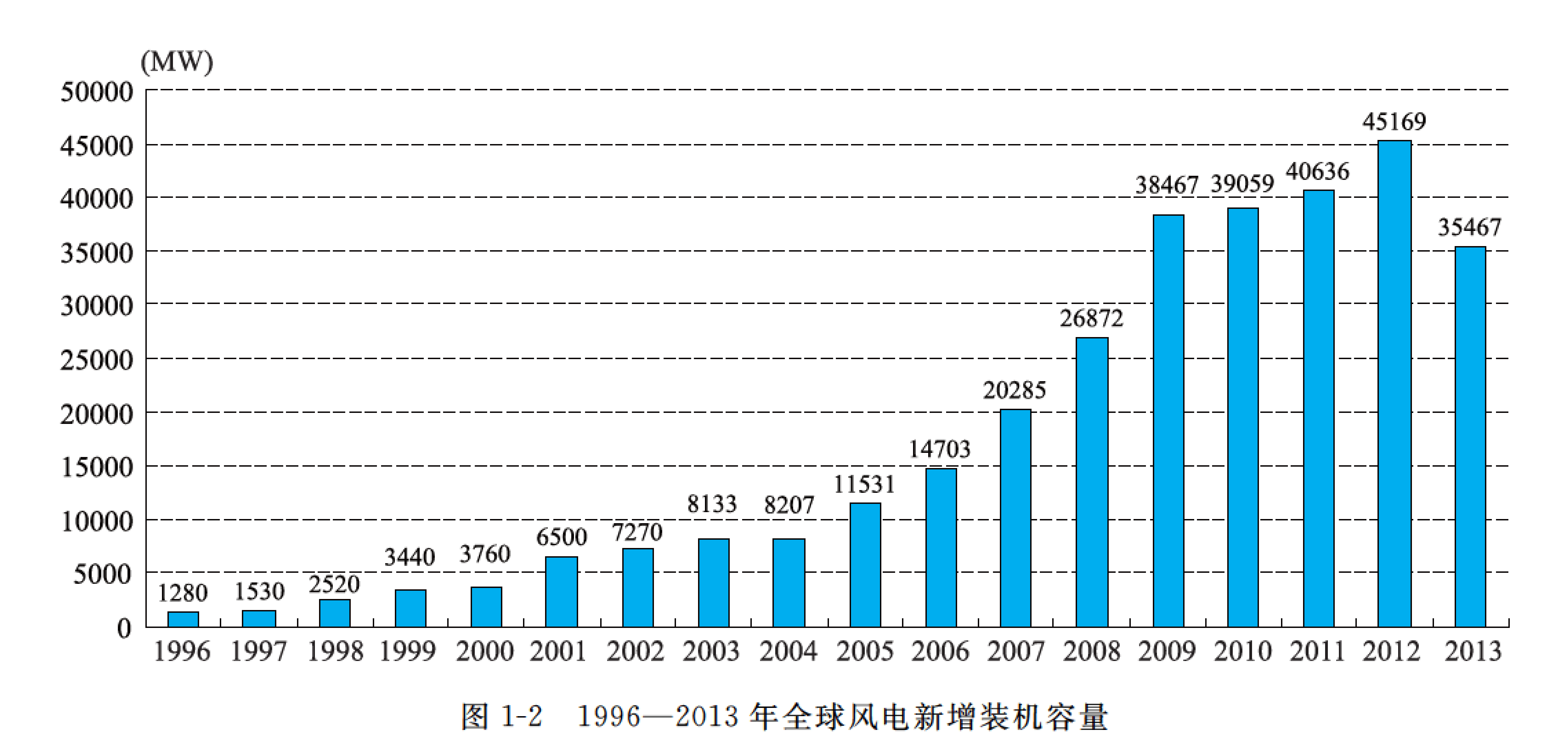


图 1-2　1996—2013 年全球风电新增装机容量

1.1.3　全球光伏发电市场开始大规模发展

2013 年,全球新增太阳能光伏装机 3900 万千瓦,同比增长 27%;累计安装量达到 1.34 亿千瓦,同比增长 34%。当年新增安装量最大的前 5 个国家是中国、日本、美国、德国和意大利,全球累计安装量最大的前 5 个国家是德国、中国、意大利、日本和美国。近几年全球光伏发电市场持续快速增长,过去五年年均增长达 50%以上,2013 年新增装机量一举超过风电,成为全球发展最快的可再生能源(见图 1-3、图 1-4 和图 1-5)。

1.1.4　国际机构对未来可再生能源的发展充满信心

根据 IEA 预测:未来将用可再生能源来替代核电和减少燃煤电厂,可再生能源在电力

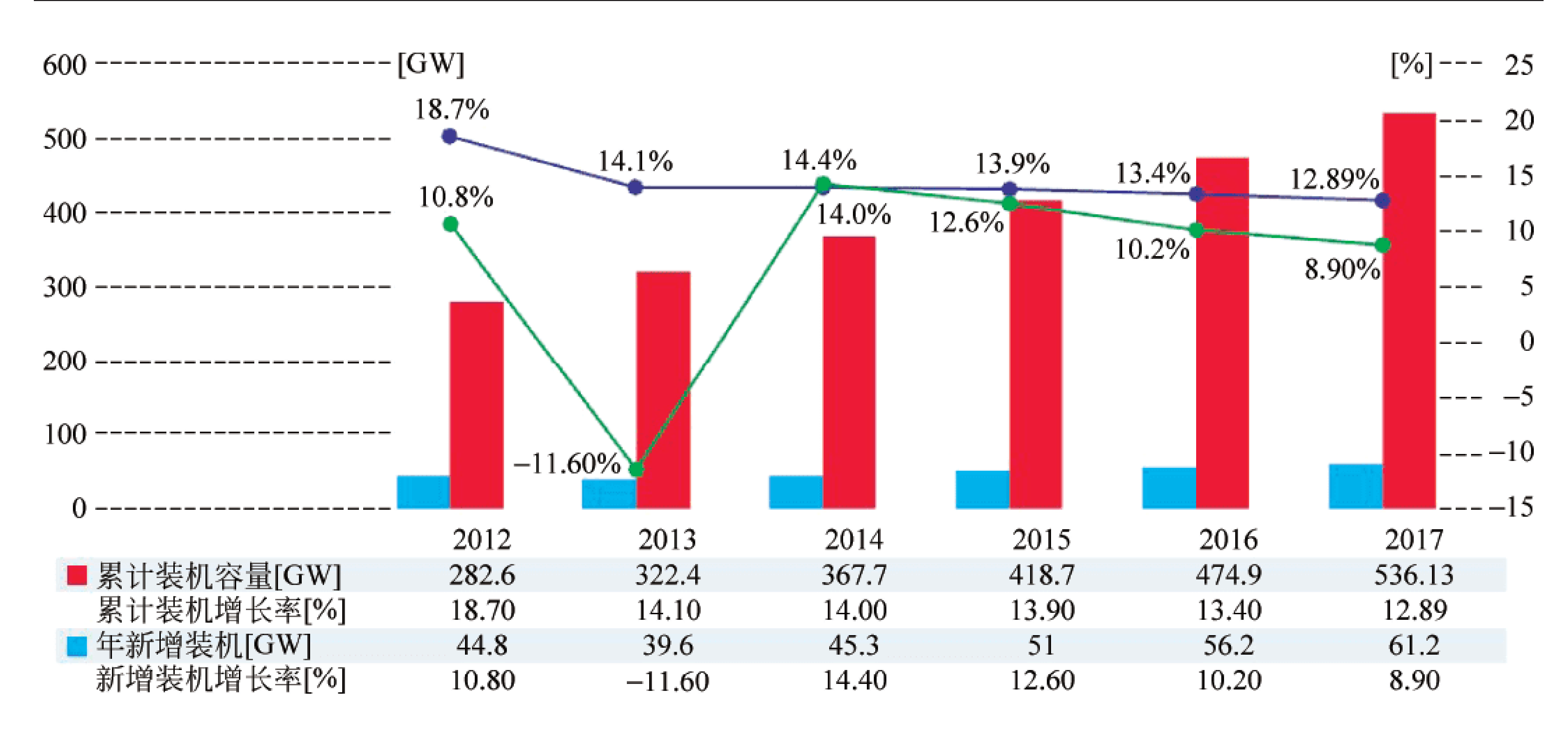


图 1-3　2013—2017 年全球风电发展市场预测(GWEC)

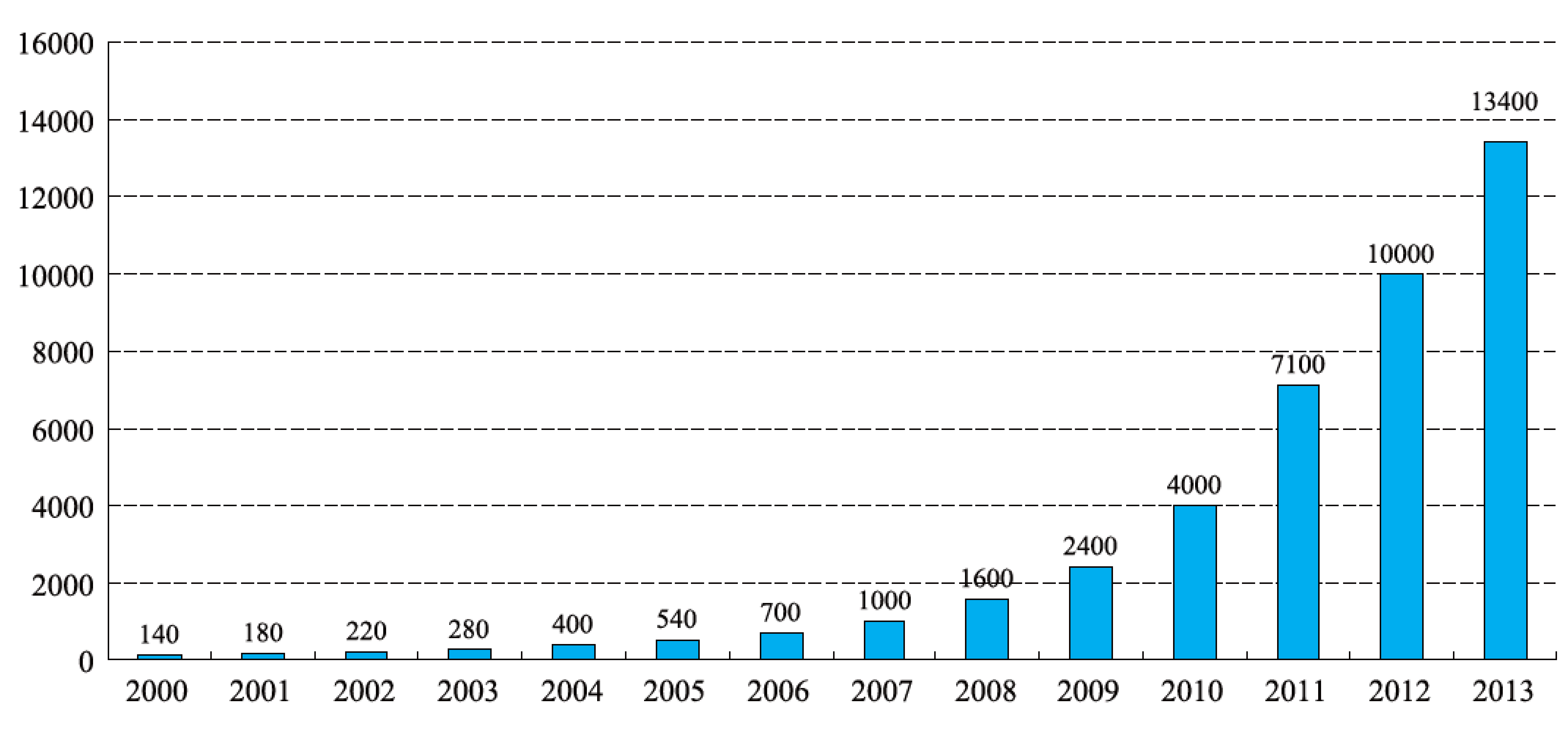


图 1-4　2000—2013 年全球光伏累计装机容量(万千瓦)

供应中的比例明显提高,到 2020 年,可再生能源电力将占全部电力的 37%;到 2030 年,可再生能源电力装机量将达 74 亿千瓦,可再生能源电力将占全部电力的 61%;到 2050 年,可再生能源电力装机量达 151 亿千瓦,全球 94%的电力将来自可再生能源。

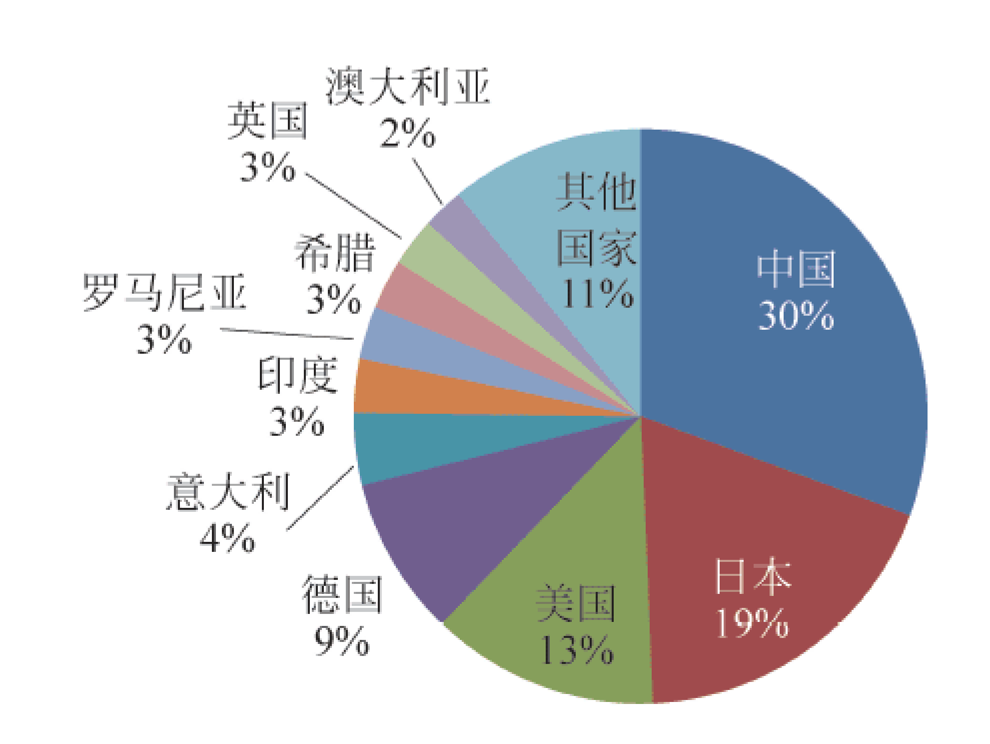


图 1-5　2013 年全球前十国光伏新增市场占比

预测各阶段可再生能源技术发展特点是:到 2020 年之前,水电和风电仍占主导;2020 年后,可再生能源发电技术会更加多样化,太阳能光伏、海洋能以及生物质能的比重将提升,成为风电的重要补充;到 2030 年,在能源变革的情景下,光伏、风电和海洋能发电将占到 31%,在波动性电源占较高比例的同时,智能电网建设,需求侧管理以及储能设施等也需要同步发展。在此阶段,中国和印度的燃煤发电将在 2025 年达到峰值,之后常规燃煤电厂将

停止增长，以避免长期依赖燃煤发电，减少二氧化碳的排放量（见表 1-1）。

表 1-1　IEA 预测未来中国可再生能源发电装机容量（GW）

GW		2009 年	2020 年	2030 年	2040 年	2050 年
水电	REF	197	320	370	402	433
	E(R)	197	294	341	397	433
生物质	REF	1	18	32	48	63
	E(R)	1	31	51	81	112
风电	REF	13	150	222	266	305
	E(R)	13	234	517	845	1139
地热	REF	0	0	1	1	2
	E(R)	0	2	22	69	133
光伏	REF	0	22	30	45	62
	E(R)	0	83	221	542	803
CSP	REF	0	1	2	2	3
	E(R)	0	42	138	203	295
海洋能	REF	0	0	0	0	0
	E(R)	0	1	9	28	161
总计	REF	212	511	657	764	868
	E(R)	212	685	1298	2166	3076

根据《BP 2030 世界能源展望》，未来煤炭在发电燃料中所占比重将从 2020 年的 44%降至 2030 年的 39%。天然气、核能和可再生能源的比重都将提高。到 2030 年，包括生物燃料在内的可再生能源在全球一次能源中所占比重将达到 6%，而 2011 年的比重仅为 2%。可再生能源的增长最初由欧洲推动，美国和中国从 2020 年开始将成为最大的增长来源。非经合组织的增长速度高于经合组织（分别为每年 10.9%和 6.1%），但就增量而言，经合组织仍然领先于非经合组织（见图 1-6）。

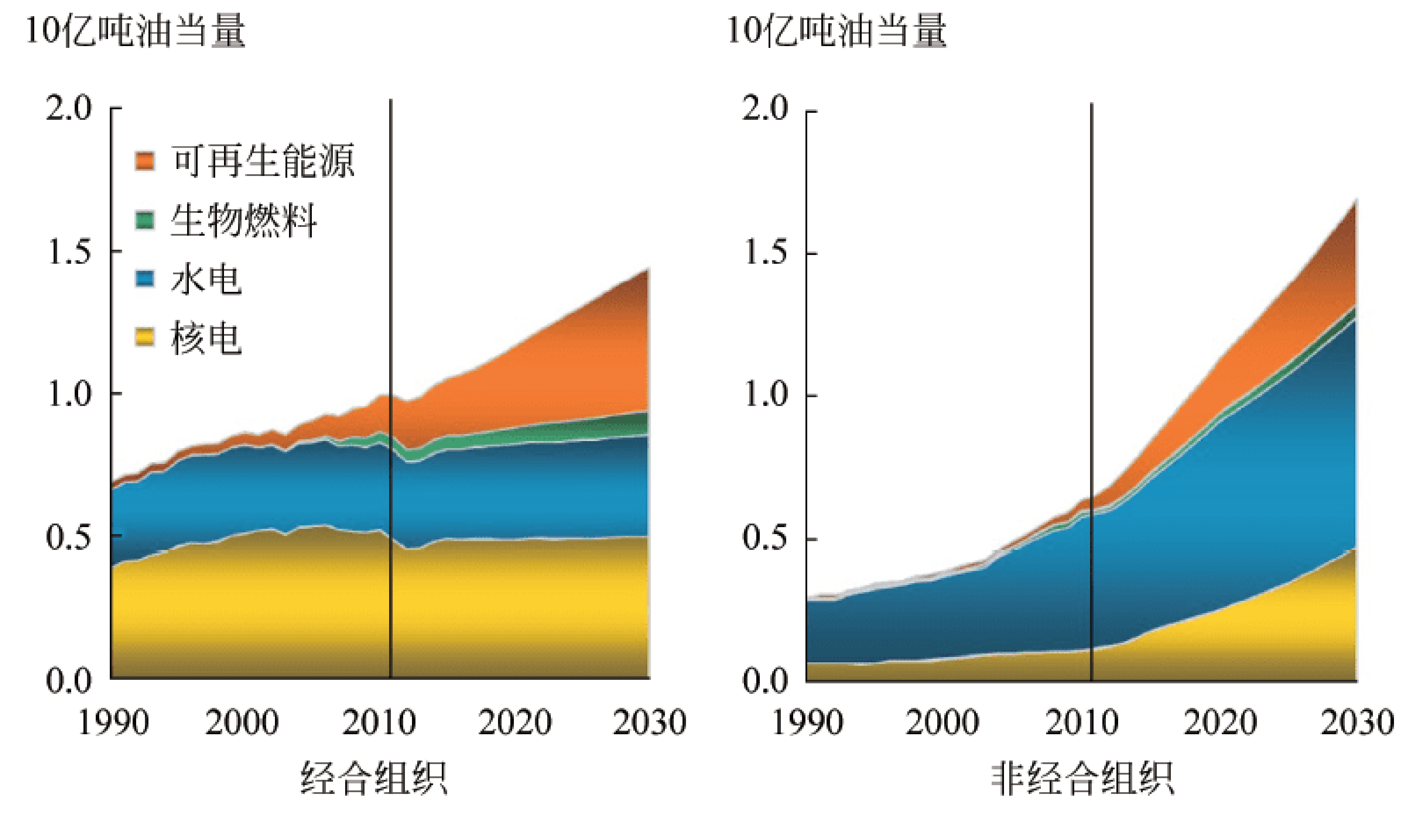


图 1-6　经合组织和非经合组织预测未来各种燃料的消费占比

1.1.5　主要国家2050年可再生能源发展展望

德国。从20世纪70年代德国开始重视清洁能源的发展，将发展非化石能源作为重要的国家战略。2010年，德国公布了《德国联邦政府能源方案》，提出了能源长期发展战略及可再生能源发展目标，到2020年、2030年、2040年、2050年，可再生能源占终端能源消费比重将分别达到18%、30%、45%和60%，可再生能源电力占电力总消费比重将分别达到35%、50%、65%和80%。其中，到2020年，光伏发电装机将达到5170万千瓦，陆上风电装机将达到3580万千瓦，海上风电装机将达到1000万千瓦，生物质能发电装机将达到880万千瓦，水电装机将达到430万千瓦，地热发电装机将达到30万千瓦。德国于2011年6月宣布逐步淘汰核电，到2022年关闭所有核电站。发展可再生能源已成为德国能源战略转型的重点措施之一，并在2012年最新修改的《可再生能源法》中，以立法形式强调了2020年、2030年、2040年和2050年可再生能源发展目标。

丹麦。丹麦化石能源匮乏，从20世纪70年代开始发展可再生能源。2010年6月，丹麦政府颁布了《国家可再生能源行动计划》，明确制定了未来可再生能源的发展目标：到2020年，可再生能源在供热和制冷用能、电力需求、交通用能领域将分别达到39.8%、51.9%、10.1%。2011年2月，丹麦政府出台了《能源战略2050》，提出到2050年完全摆脱对化石能源依赖的宏伟战略，这是世界上第一个提出完全不需要化石能源发展的国家战略。其中，2020年的阶段性目标是化石能源消耗量在2009年的基础上减少33%，可再生能源消费比重提高到33%，温室气体排放在1990年的基础上降低30%。2012年3月，丹麦新政府公布了《丹麦能源政策协议》，提出了近阶段的发展目标：到2020年实现能源消费总量在2010年的基础上减少7.6%，温室气体排放与1990年相比减少34%，可再生能源比重达到35%，其中，风电占电力消费总量的50%。

英国。英国最早在2003年发布了能源白皮书，确定了到2050年二氧化碳排放量在1997年的基础上减少60%的目标；在2007年发布的能源白皮书中，提出到2020年，可再生能源能够满足全国20%的供电需求；2009年，欧盟颁布了《促进可再生能源使用指令》，规定到2020年，英国15%的能耗应来自可再生能源。2011年7月，英国发布《可再生能源路线图》，重申到2020年，可再生能源应达到英国能源消费总量15%。届时，可再生能源发电装机将达到2900万千瓦，而海上风电、生物质发电、液体燃料等是实现以上目标的主力。其中，到2020年，海上风电装机容量目标为1800万千瓦，陆上风电装机容量为1300万千瓦。英国一些地方政府也提出了各自的可再生能源发展目标：苏格兰提出到2020年实现100%可再生能源供电；北爱尔兰提出到2020年实现可再生能源供电占比达40%，供热占比达10%；威尔士政府提出到2025年，将现有的可再生能源发电量提高两倍，海洋能发电达到400万千瓦。

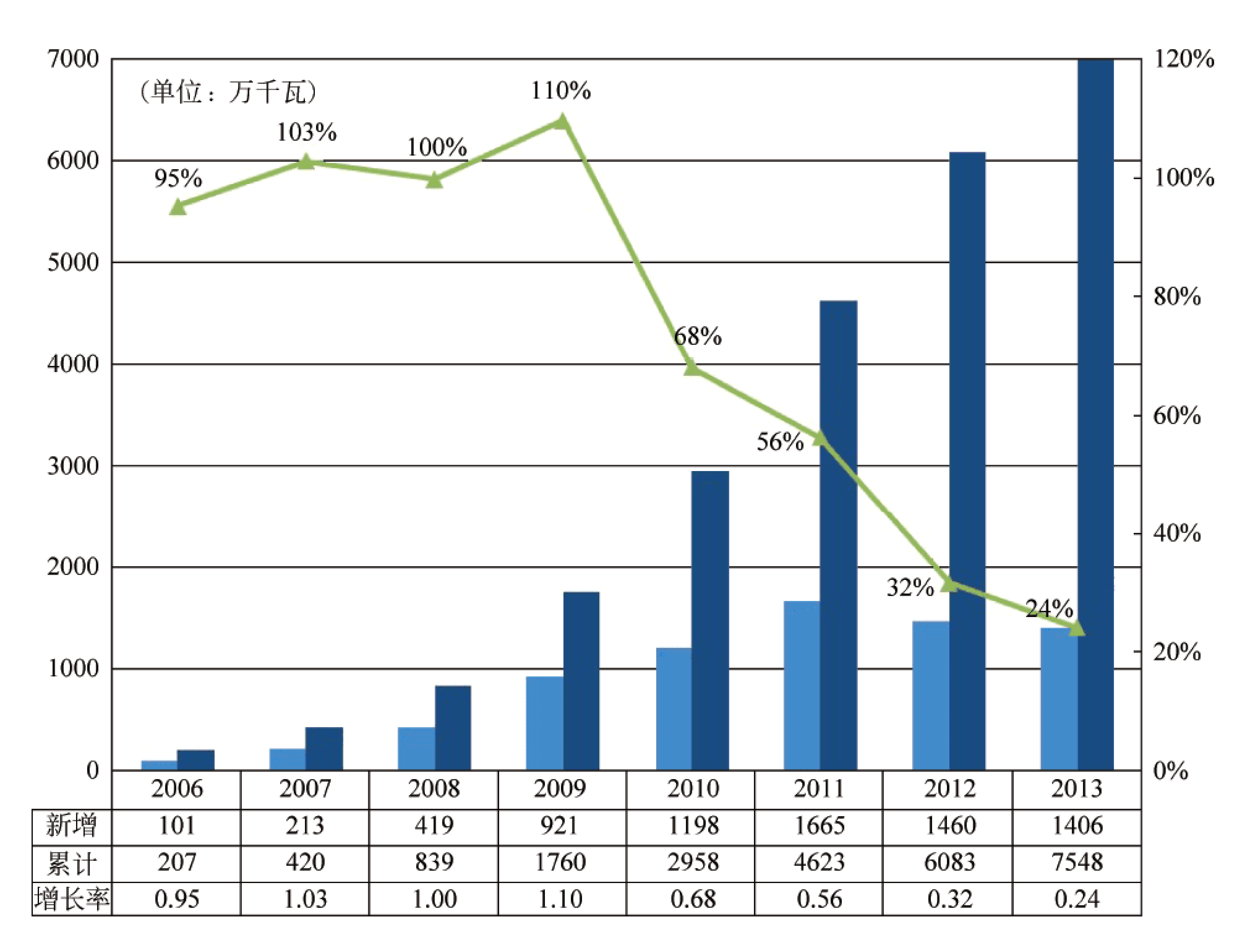
日本。日本可再生能源发展较早，但进展缓慢。然而福岛核事故后，日本政府加大了对可再生能源的扶持力度。2012年，日本在可再生能源领域的总投资达163亿美元，相比2011年上升了75%，2012年8月31日，日本政府公布了实现可再生能源飞跃发展的新战略，争取到2030年，海上风电、地热、生物质、海洋（波浪、潮汐）四个领域的发电能力比2010年增加5倍以上。从各领域的发电能力来看，海上风电将从2010年的3万千瓦提高到2030年的803万千瓦，地热发电从53万千瓦提高到388万千瓦，生物质发电由240万千瓦提高到600万千瓦，目前尚处于研究阶段的海洋能源发电也将提高到150万千瓦。其中风电将占全部可再生能源的90%。

美国。目前没有联邦级的可再生能源整体发展目标，但联邦政府还是针对某些战略性领域出台了一些发展目标，例如建立可再生能源燃料配额制度，规定 2022 年美国交通部门可再生能源燃料消费量需达到 360 亿加仑。美国能源部能效与可再生能源办公室组织国家可再生能源实验室（NREL）等机构开展了可再生能源电力未来情景研究，提出在现有技术的基础上，到 2050 年美国可再生能源发电在全部电力供应中可达到 80%的比例目标。在奥巴马的第一个任期内，可再生能源发电量增加了一倍多。为确保美国在清洁能源领域的领导地位，奥巴马制定了到 2020 年可再生发电量再翻一番的新目标。截至 2013 年底，美国风电累计装机容量 6109 万千瓦，是全球风电第二大国，仅次于中国。2013 年美国光伏市场装机量约 420 万千瓦，同比增长 27%，装机量超过德国，位居全球第三。太阳能累计装机达到了 1150 万千瓦，位居全球第五。

1.2 我国可再生能源发展形势

1.2.1 我国风电开发形势

风电已成为我国电力建设的重要领域。自“十一五”开始，我国实施了《可再生能源法》，制定了鼓励风电发展的分区域固定上网电价、费用分摊和优先并网等支持政策，风电开始实现规模化发展。2009 年我国成为世界上新增风电装机容量最大的国家，2011 年累计并网风电装机超过了美国，位居全球第一，风电由快速发展期进入了稳步发展阶段（见图 1-7 和图 1-8）。



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
新增	101	213	419	921	1198	1665	1460	1406
累计	207	420	839	1760	2958	4623	6083	7548
增长率	0.95	1.03	1.00	1.10	0.68	0.56	0.32	0.24

图 1-7　2006—2013 年我国并网风电新增、累计装机容量

（数据来源：中国电力企业联合会公布数据）

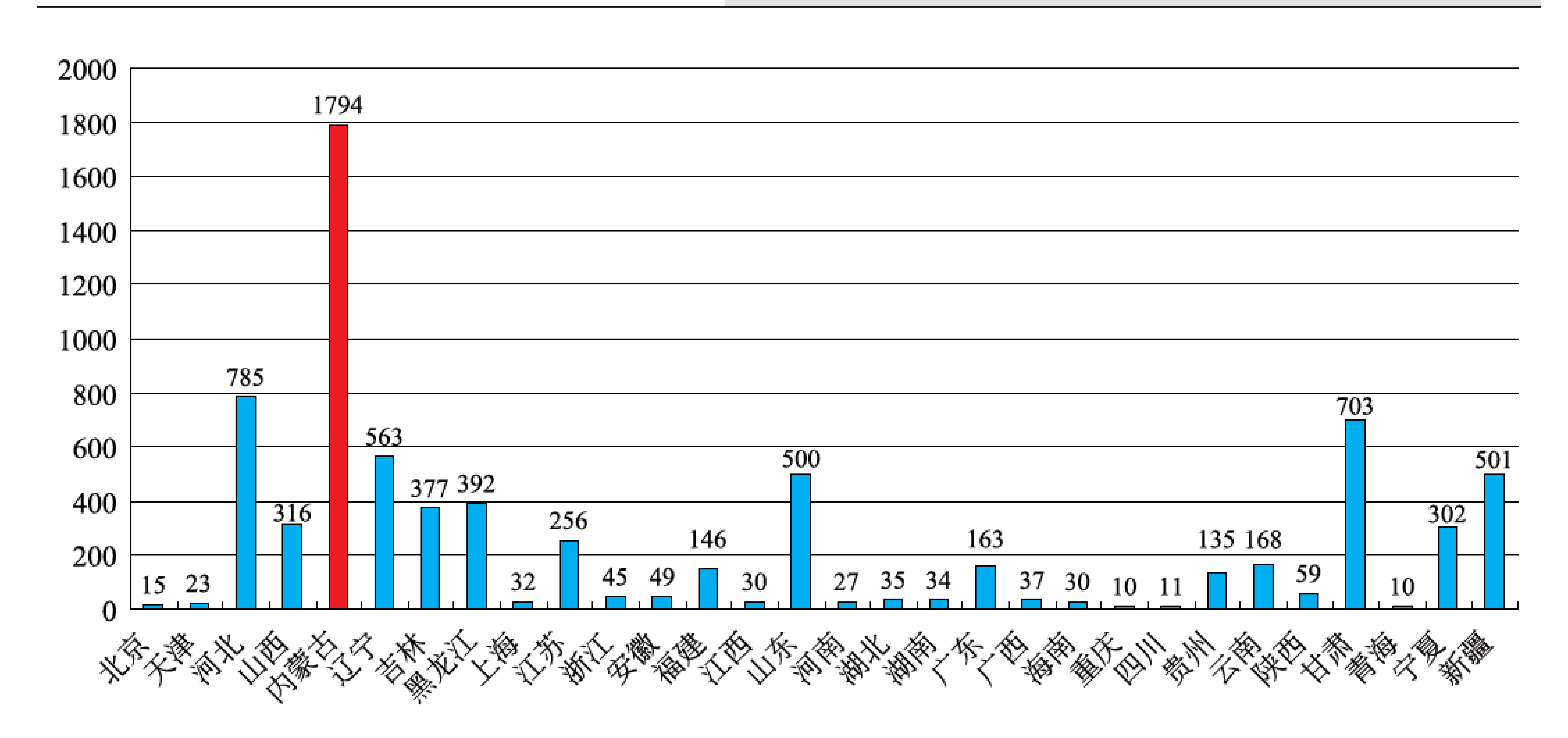


图 1-8　2013 年各省(市、区)风电并网装机容量

(数据来源：中国电力企业联合会公布数据)

2013 年我国新增风电装机容量 1406 万千瓦,在全球新增风电装机容量(共 3547 万千瓦)中占 40%左右。2013 年,全国风电并网装机总容量 7548 万千瓦,占全国发电设备总装机的 6.2%,风电发电量 1401 亿千瓦时,占全社会用电量的 2.6%,超过核电发电量,连续两年成为继火电、水电之后的我国第三大电源。

我国风电发展面临着较为严重的并网运行和消纳挑战。从当前全国风电发展的总体形势来看,影响风电发展最主要的问题是风电并网运行和消纳。2013 年全国限制风电出力的弃风电量约 160 亿千瓦时,比 2012 年弃风电量 208 亿千瓦时有所改善,占 2013 年实际风电全部发电量的 11%。全国风电的平均利用小时数仅为 2074,较 2012 年平均利用小时数 1890 提高了约 180 小时。限制风电出力最严重的地区仍主要集中在风能资源富集的“三北”地区,其中蒙东、蒙西、甘肃、吉林和河北五个区域限电量占全国限电量的 85%以上(见图 1-9)。

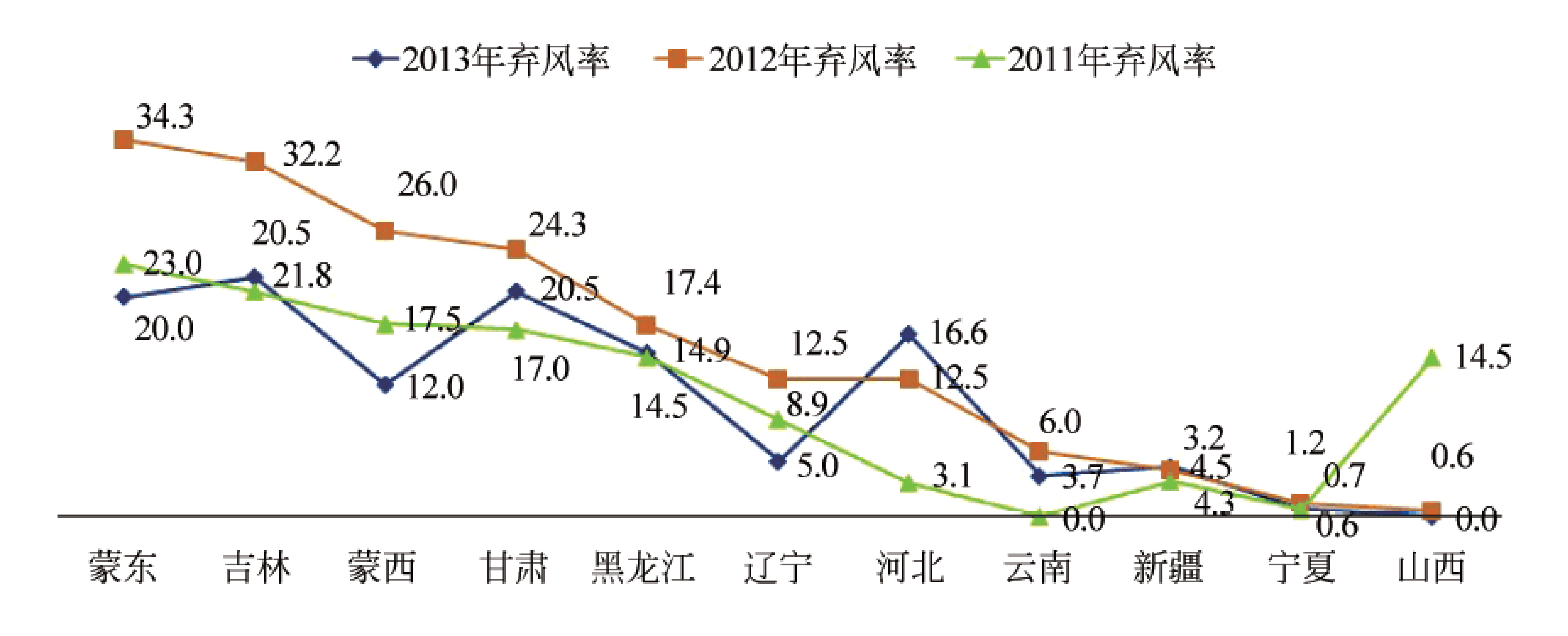


图 1-9　2011—2013 年全国各省区风电弃风情况(%)

数据来源：国家能源局公布数据

我国存在大规模弃风的原因分析

从东北等区域限制风电出力的时段和原因来分析,主要是在冬季夜间的低谷负荷期,普遍存在较大的风电与热电联产之间的矛盾。一方面这个时段风电出力较大,另一方面,当地

存在较大的供热需求，但电力负荷很低，采用“热电联产”按“以热定电”的原则产生了较大的富裕电力无从消化，导致大量风电被迫限制出力。而且，由于内蒙古和东北等风能资源丰富地区普遍存在电力供应过剩、电力需求低的情况，导致限制风电出力的时段不断扩大。各地出现的风电消纳困难局面，表面上看是风电自身具有间歇性、波动性的特点所造成的，但从深层次上看，这种风电与火电之间矛盾产生的根本原因是，当前我国的电力建设、运行管理、调度机制和价格体系仍以常规电力为主，还没有完全建立适应风电发展的电力运行和管理体制。

风电发展将从建设大基地转变为集中开发与分散发展并重。为改善风电运行消纳困难的局面，国家将在加快大型风电基地建设的同时，重点开发资源条件较好、电网接入和市场消纳条件好的中东部地区的风能资源，推动分散风能资源开发利用，鼓励接入配电网的小规模风电项目建设。为此，国家在四批拟核准风电项目计划安排上进行了调整。2011 年公布的第一批拟核准风电项目计划安排中，拟核准风电项目主要在“三北”大型风电基地；在 2013 年第三批核准计划安排中，大型风电基地之外的拟核准项目规模在 1950 万千瓦左右，占总量的 2/3。

在 2014 年发布的第四批核准计划中未列内蒙古的核准计划，提出对内蒙古、吉林、黑龙江等省的核准计划另行研究，暗含了风电发展优先倾向于消纳条件好的地方发展，在没有找到解决弃风方案之前，除示范项目之外，这些区域将很难有新的项目核准。

国家将保持稳定的风电市场需求。依据我国《风电发展“十二五”规划》，到 2015 年，我国风电并网运行装机达到 1 亿千瓦以上，年发电量达到 1900 亿千瓦时。“三北”地区风电并网装机 8000 万千瓦，华中、华东和华南地区就地消纳的风电项目 2000 万千瓦。如低风速风电技术取得进一步突破，中东部和南方地区的风电建设规模可能扩大到 3000 万千瓦。海上风电建成一批示范项目，投产规模达到 200 万千瓦，在建规模达到 300 万千瓦左右。到 2020 年，我国风电并网运行装机将达到 2 亿千瓦以上，年发电量 3800 亿千瓦时。“三北”地区风电并网装机 1.2 亿千瓦，华中、华东和华南等中东部地区就地消纳的风电项目 5000 万千瓦，海上风电形成大规模开发的局面，总装机达到 3000 万千瓦。预计 2020 年前我国每年新增风电装机容量达到 1500 万～2000 万千瓦。

2013 年国家发展改革委发布“关于调整可再生能源电价附加标准与环保电价有关事项的通知”（发改价格〔2013〕1651 号），调整可再生能源电价附加，向除居民生活和农业生产以外的其他用电征收的可再生能源电价附加标准由每千瓦时 0.8 分钱提高至 1.5 分钱，支持可再生能源发展。这为我国可再生能源的发展提供了资金保障。

1.2.2 我国光伏发电发展形势

光伏市场近期发展快速，对产业拉动作用逐步显现。我国太阳能光伏发电开始于 20 世纪 70 年代。起初，由于价格高昂，发展缓慢。2009 年，我国先后启动了“光电建筑”、“金太阳示范工程”和敦煌大型荒漠光伏电站招标等多个项目，光伏发电市场逐步启动。2011 年出台的光伏电站上网电价政策促进了我国光伏市场的快速增长。截至 2013 年，我国光伏累计装机容量达到 1479 万千瓦，当年新增装机容量 1130 万千瓦。

光伏市场前期以大型电站为主，目前分布式发展迅速。我国的太阳能光伏市场以大型电站为主，占总装机容量的 53%，市场主要集中在青海、宁夏、甘肃等西部太阳能资源丰富

地区。2013 年，累计光伏电站安装量最多的前 5 个省份是甘肃、青海、新疆、宁夏和江苏，内蒙古累计装机容量 55 万千瓦，全国排名第六（见图 2-10）。

河北	山西	内蒙古	辽宁	上海	江苏	浙江	安徽	福建	江西	山东	河南	湖北	湖南	广东	广西	海南	云南	西藏	陕西	甘肃	青海	宁夏	新疆
7	4	55	2	2	105	18	5	3	8	12	2	5	0	1	4	9	11	10	6	430	348	155	277

图 1-10　2013 年各省（市、区）光伏累计装机容量

（数据来源：中国电力企业联合会公布数据）

目前，分布式光伏发电由于其出力主要在用电高峰时间，与负荷能够很好地匹配，在我国江苏、山东等中东部科技经济实力较强，工商业终端用电价格较高的地区发展迅速。根据 2013 年我国分布式太阳能光伏应用市场统计，排在前几位的是浙江、湖南、广东、江苏及山东等经济较发达、终端电价较高的地方（见图 2-11）。

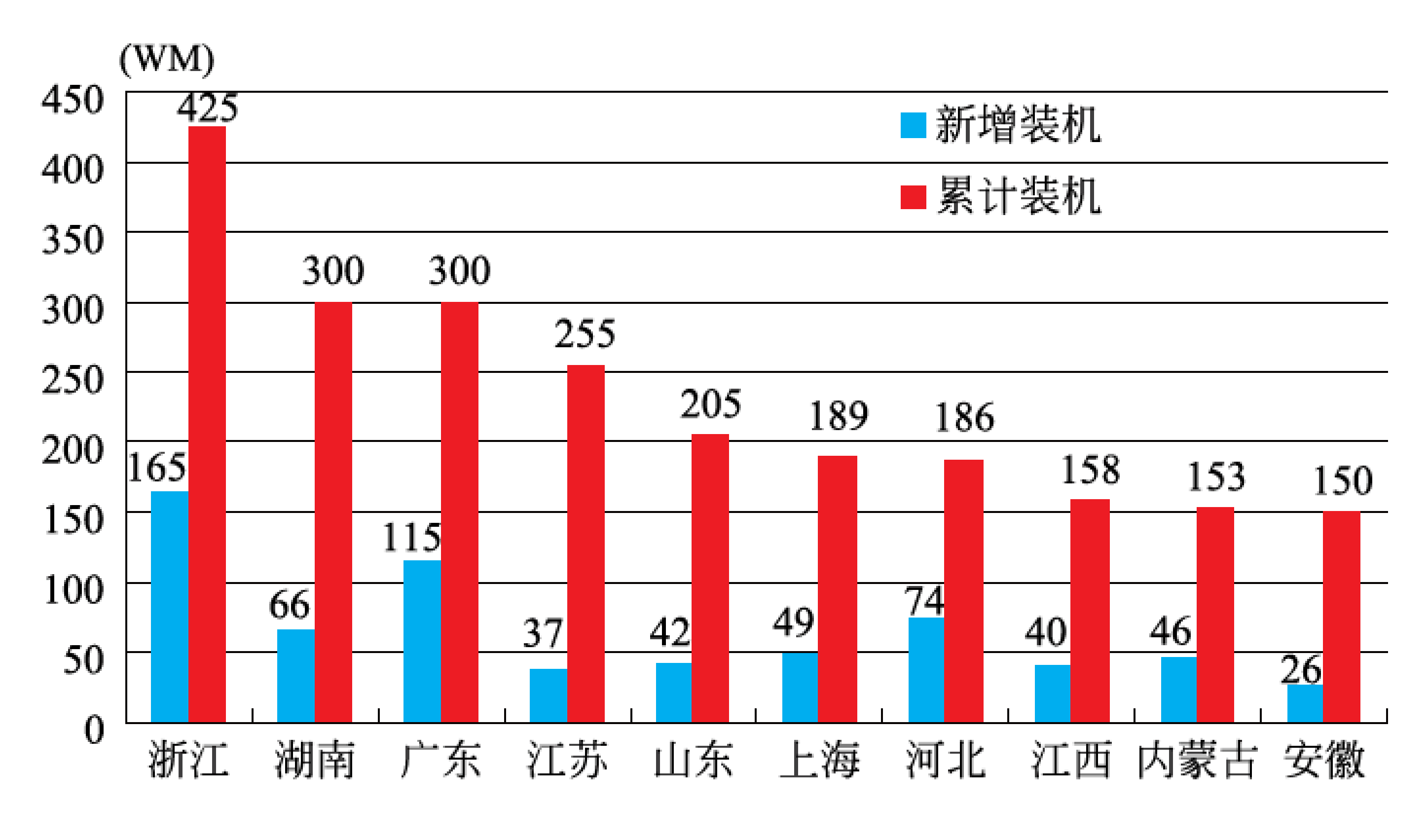


图 1-11　2013 年我国主要省（市、区）分布式光伏并网容量

（数据来源：国家能源局）

国家政策积极推动国内市场发展。为扩大国内市场应用需求，国家可再生能源发展“十二五”规划中调整为 2015 年总装机容量达到 3500 万千瓦，年均新增装机容量 1000 万千瓦，其中分布式光伏市场可能占到总市场容量的 1/2。国家各个部门也都针对太阳能光伏出台相关文件，国务院常务会议“鼓励自给式太阳能系统”及颁发的国发〔2013〕24 号“国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见”，到国家能源局、财政部的“分布式光伏示范区”，国家发改委的“太阳能光伏上网电价政策”以及建设部的“太阳能光电建筑示范工程”等各大部委

的政策文件，再到国网公司“关于分布式光伏并网方面相关意见和规定的通知”的具体措施等，都体现了国家层面对太阳能光伏的重视和支持，尤其是对发展分布式光伏的重视。

光伏上网电价政策明确。2013 年 8 月国家发改委发布“关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知”，开始实施光伏发电分区电价和分布式光伏发电补贴。对于光伏电站的上网电价，根据各地太阳能资源条件和建设成本，将全国分为三类太阳能资源区，相应光伏电站标杆上网电价分别为 0.9 元、0.95 元和 1 元每千瓦时；对于分布式光伏发电价格实行按照全电量补贴的政策，电价补贴标准为每千瓦时 0.42 元（含税，下同），通过可再生能源发展基金予以支付，由电网企业转付；其中，分布式光伏发电系统自用有余上网的电量，由电网企业按照当地燃煤机组标杆上网电价收购（见表 1-2）。

表 1-2　我国光伏发电上网电价

太阳能资源分区	大型光伏电站	分布式光伏	
		自用电度电补贴	富余上网电量度电补贴
	（元/kWh）	（元/kWh）	（元/kWh）
Ⅰ	0.90	用电电价＋0.42	脱硫标杆电价＋0.42
Ⅱ	0.95		
Ⅲ	1.00		

地方政策有力培育本地市场。与国家推动分布式光伏应用的号召相呼应，各地地方政府出台了针对本地的政策，推动分布式光伏应用的发展。例如，江苏省为推动本地光伏市场的发展，出台了 1.2～1.3 元/千瓦时的分布式光伏上网电价；山东省也针对当地市场，将光伏电站确定为 1.2～1.4 元/千瓦时。合肥市对居民自家建光伏发电项目或企事业单位建设的光伏停车场，按装机容量一次性给予 2 元/瓦补贴，另外按照发电量给予每千瓦时电 0.25 元的补贴。上述地方政策的实施，有力促进了当地市场的发展。

我国对太阳能光伏发电寄予厚望。根据国家能源局调整的太阳能光伏发电发展目标，到 2015 年总装机容量达到 3500 万千瓦，年均新增装机容量 1000 万千瓦；到 2020 年将达到 1 亿千瓦。根据中国工程院发布的“中国能源中长期（2030、2050）发展战略——可再生能源课题研究报告”，2050 年光伏发电装机容量，在常规发展情景下将达到 5 亿千瓦，在积极发展情景下将达到 10 亿千瓦。由于光伏发电受资源限制不明显，全国各地都可以发展，特别是分布式光伏发电在太阳能资源条件一般、能源资源同样匮乏的中东部地区也能有较大的发展潜力，因而，国家对光伏发电的发展潜力充满了期望。

第二章　内蒙古自治区发展可再生能源的潜力和必要性

2.1　区内可再生能源资源情况

风能资源丰富，约占全国风能资源的1/2。根据2009年全国风能资源详查的结果，我国70米高度的陆上风能资源潜在开发量35.6亿千瓦时，技术可开发量为25.7亿千瓦，内蒙古全区风能资源潜在开发量为16.3亿千瓦，技术可开发量14.6亿千瓦，约占全国风能资源的1/2以上，技术可开发面积达39.5万平方公里。特别是乌兰察布市、巴彦淖尔市、包头市、阿拉善盟、赤峰市、通辽、锡林郭勒盟、鄂尔多斯市等地区风能资源丰富，是全国风能资源条件最好的地区（见图2-1，图中未画出南海和东海地区，涉及的海域疆界应以国家测绘部门的正式地图为准）。

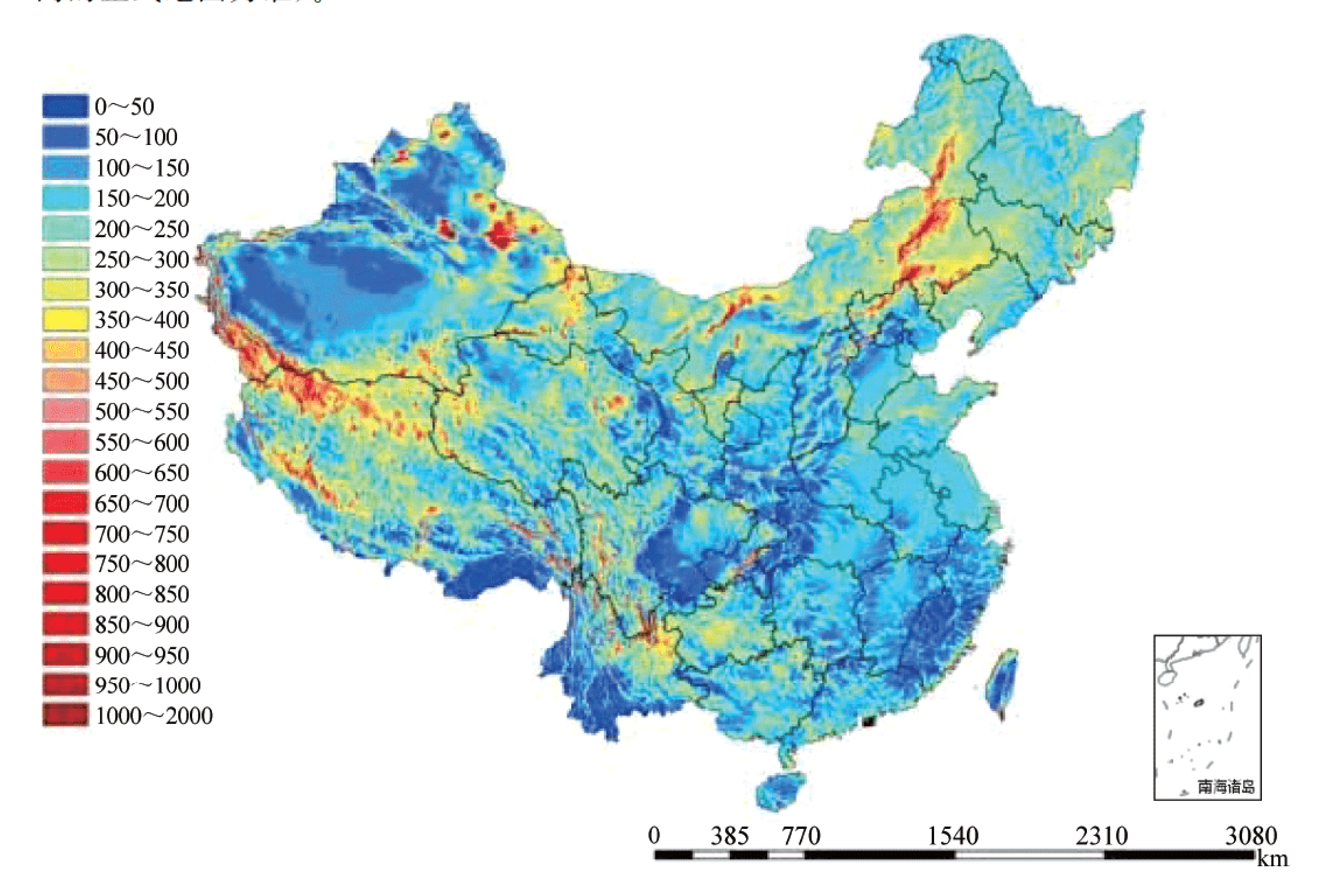


图2-1　全国风能资源分布图

根据我国风能资源区域划分情况，内蒙古自治区蒙西地区为Ⅰ类风能资源区，风电年理论利用小时数在2500以上，执行0.51元/kWh电价，蒙东地区为Ⅱ类风能资源区，风电年理论利用小时数在2300～2500，执行0.54元/kWh的电价政策（见图2-2）。

太阳能资源丰富。全区太阳能年总辐射为4599～7884兆焦/平方米，年日照时数在

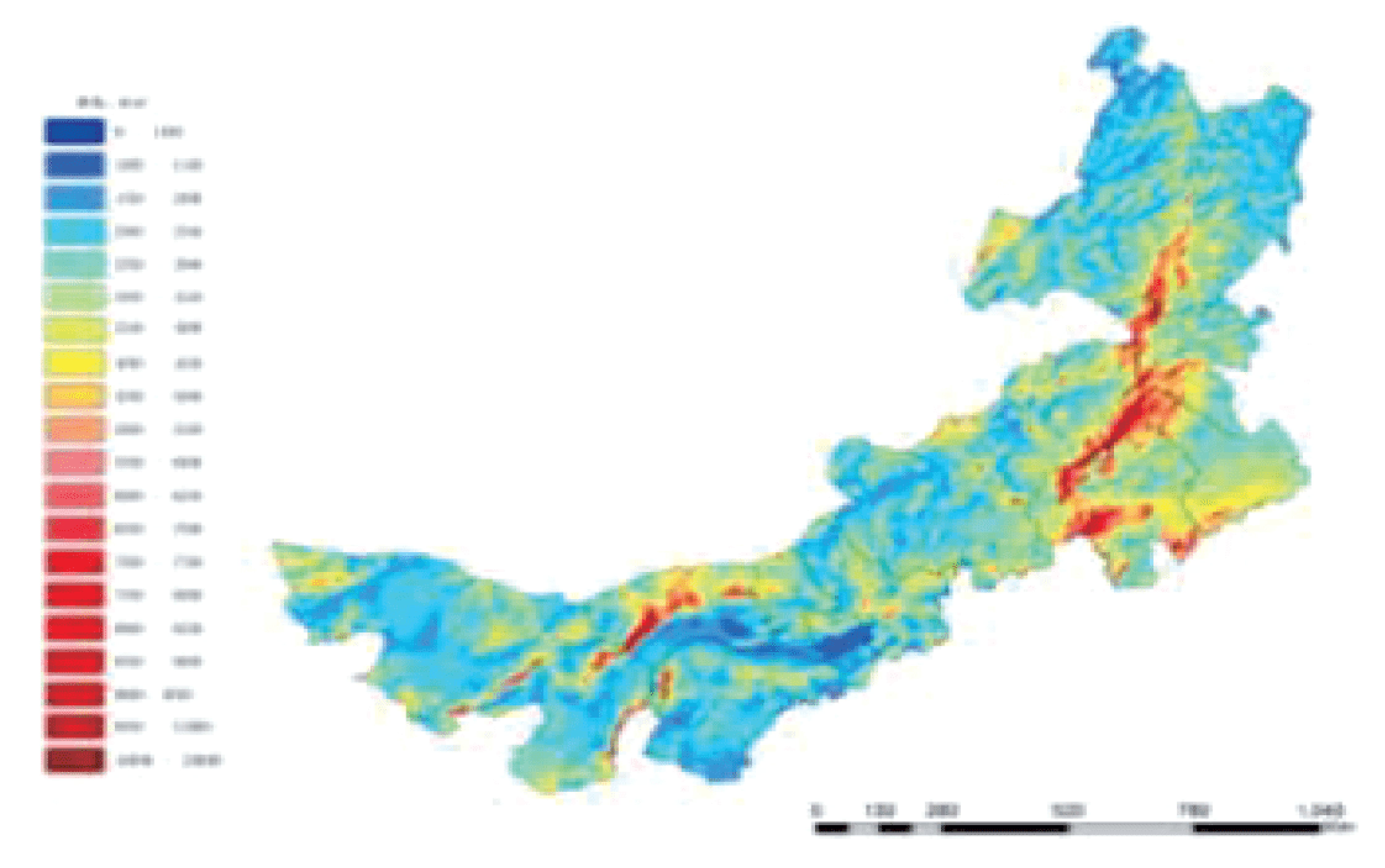


图 2-2　内蒙古风能资源分布图

2600～3400 小时，仅次于西藏，居全国第二位，全国太阳能资源分区见表 2-1 和表 2-2。内蒙古的太阳能资源自北向南、自东向西增加，全区大部分地区年太阳能总辐射在 5000MJ/m² 以上，东北部年总辐射较低，为 5000MJ/m² 左右，西南部年总辐射最大，为 7000MJ/m² 左右。阿拉善盟、鄂尔多斯市和巴彦淖尔市等地区的太阳能资源较好。

表 2-1　全国风能资源类别分区表

风能资源区类别	70m 高度风功率密度数值（W/m²）	上网电价（元/kW·h）	代表性地区
Ⅰ类风能资源区	＞510	0.51	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区；新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市
Ⅱ类风能资源区	460～510	0.54	河北省张家口市、承德市；内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市；甘肃省张掖市、嘉峪关市、酒泉市
Ⅲ类风能资源区	390～460	0.58	吉林省白城市、松原市；黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区；甘肃省除张掖市、嘉峪关市、酒泉市以外其他地区；新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区；宁夏回族自治区
Ⅳ类风能资源区	≤390	0.61	除Ⅰ类、Ⅱ类、Ⅲ类资源区以外的其他地区

表 2-2　全国太阳能资源区划

名称	符号	指标 [kWh/(m²·a)]	占国土面积	地　区
极丰富带	Ⅱ	≥1750	17.40%	西藏大部分、新疆南部以及青海、甘肃和内蒙古西部
很丰富带	Ⅱ	1400～1750	42.70%	新疆大部、青海和甘肃东部、宁夏、陕西、山西、河北、山东东北部、内蒙古东部、东北西南部、云南、四川西部
丰富带	Ⅲ	1050～1400	36.30%	黑龙江、吉林、辽宁、安徽、江西、陕西南部、内蒙古东北部、河南、山东、江苏、浙江、湖北、湖南、福建、广东、广西、海南东部、四川、贵州、西藏东南部、台湾
一般带	Ⅳ	<1050	3.60%	四川中部、贵州北部、湖南西北部

根据《内蒙古自治区太阳能资源评估报告》，全区可开发太阳能资源的土地面积为105.2万平方公里，如果5%用来安装太阳能光伏系统，装机容量可达10亿～15亿千瓦。可装机的潜力地区主要分布于巴彦淖尔市大部、乌海市、阿拉善盟中北部、鄂尔多斯市北部、呼伦贝尔市西南部、兴安盟、通辽市西部、赤峰市等太阳能资源丰富的地区。内蒙古地广人稀，屋顶分布式光伏利用的潜力相比地面电站而言较小。根据《中国统计年鉴》和《内蒙古统计年鉴》的数据，估算内蒙古到2020年的房屋屋顶可利用面积为1.58亿平方米，如果开发20%用来安装太阳能光伏系统，装机容量将达到300万千瓦。

内蒙古太阳能应用的主要领域是城乡建设领域，利用太阳能光电转换技术，解决建筑物、城市广场、道路及偏远地区的照明、景观等用能需求；应用太阳能热利用技术满足建筑物的热能需求。截至2013年底，内蒙古太阳能发电投产55万千瓦，分布式光伏发电15万千瓦，其中2013年上半年共有39个太阳能光电建筑应用示范项目列为国家示范项目，光电建筑装机容量累计25MW。分布式发电规模主要以示范工程为主，尚未大规模开发利用。

内蒙古农牧业较为发达，生物质资源也较为丰富。全区耕地总面积1.07亿亩，草原面积13.2亿亩，森林面积3.55亿亩。种植作物主要包括玉米、大豆、马铃薯、小麦、向日葵、甜菜和杂粮杂豆等。据《2012年内蒙古统计年鉴》中数据推算，2011年全区的农作物秸秆理论资源量约为3500万吨，可收集量约2500万吨。牲畜粪便的理论量约1亿吨，可收集量约4500万吨。林业剩余物理论量约7000万吨，可收集量约3000万吨。全区的垃圾清运量为340万吨，粪便清运量为147万吨，污水处理能力158万吨/日(约每年处理污水5.8亿吨)。此外，内蒙古已种植文冠果等油料作物541公顷，尚有非粮边际土地约7500万亩可用作能源作物种植开发。

水能资源有限。内蒙古水电经济可开发量约为257万千瓦，占全国水电经济可开发总量比重不到百分之一。截至2013年底，已开发水电站108万千瓦，约占经济可开发总量的43%。目前正在建设的呼和浩特抽水蓄能电站装机规模为120万千瓦，预计2014年底一期2×30万千瓦工程将竣工，后续2×30万千瓦工程将陆续建成。抽蓄电站建成后，将大幅提高蒙西电网的调峰能力，从而进一步扩大可再生能源的消纳(见图2-3)。

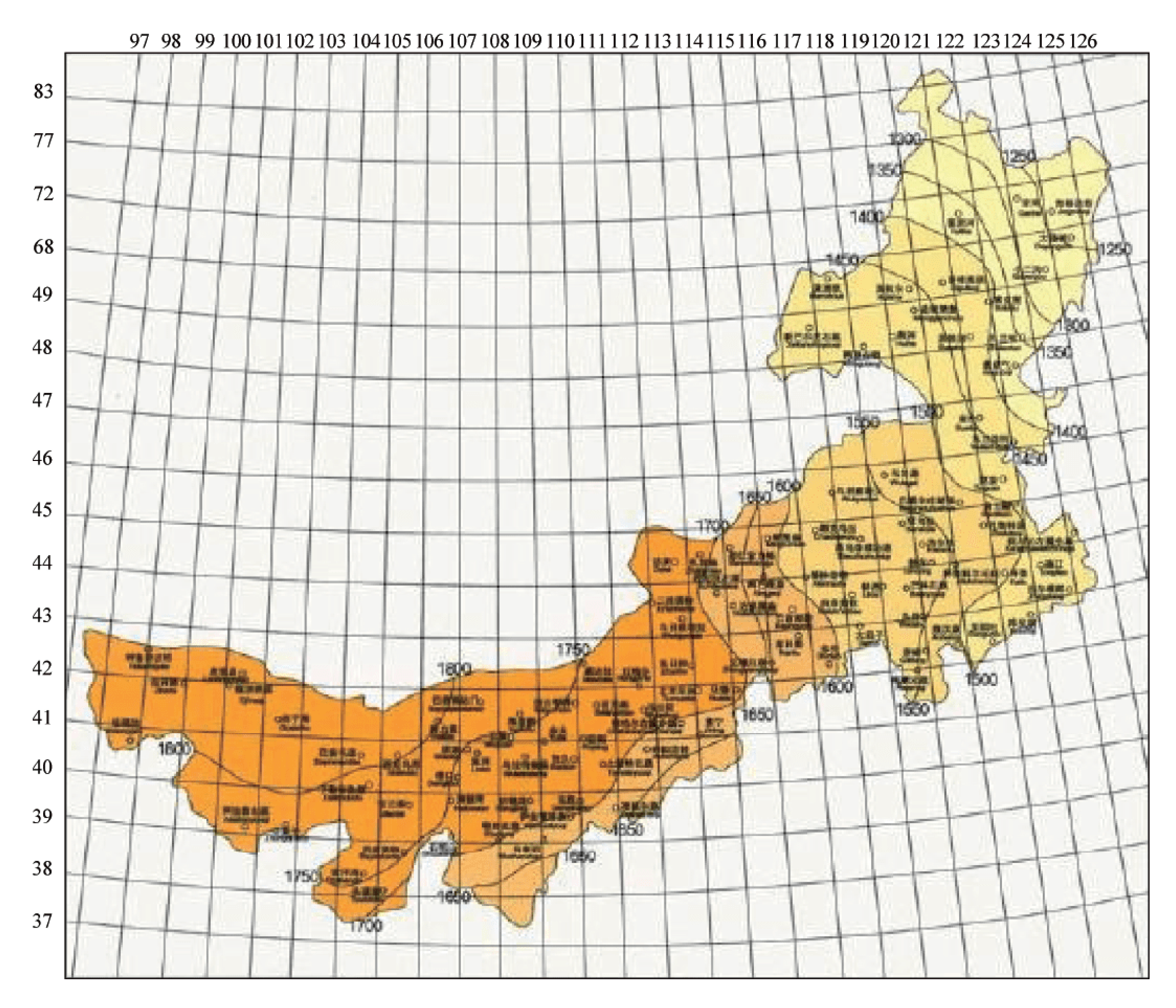


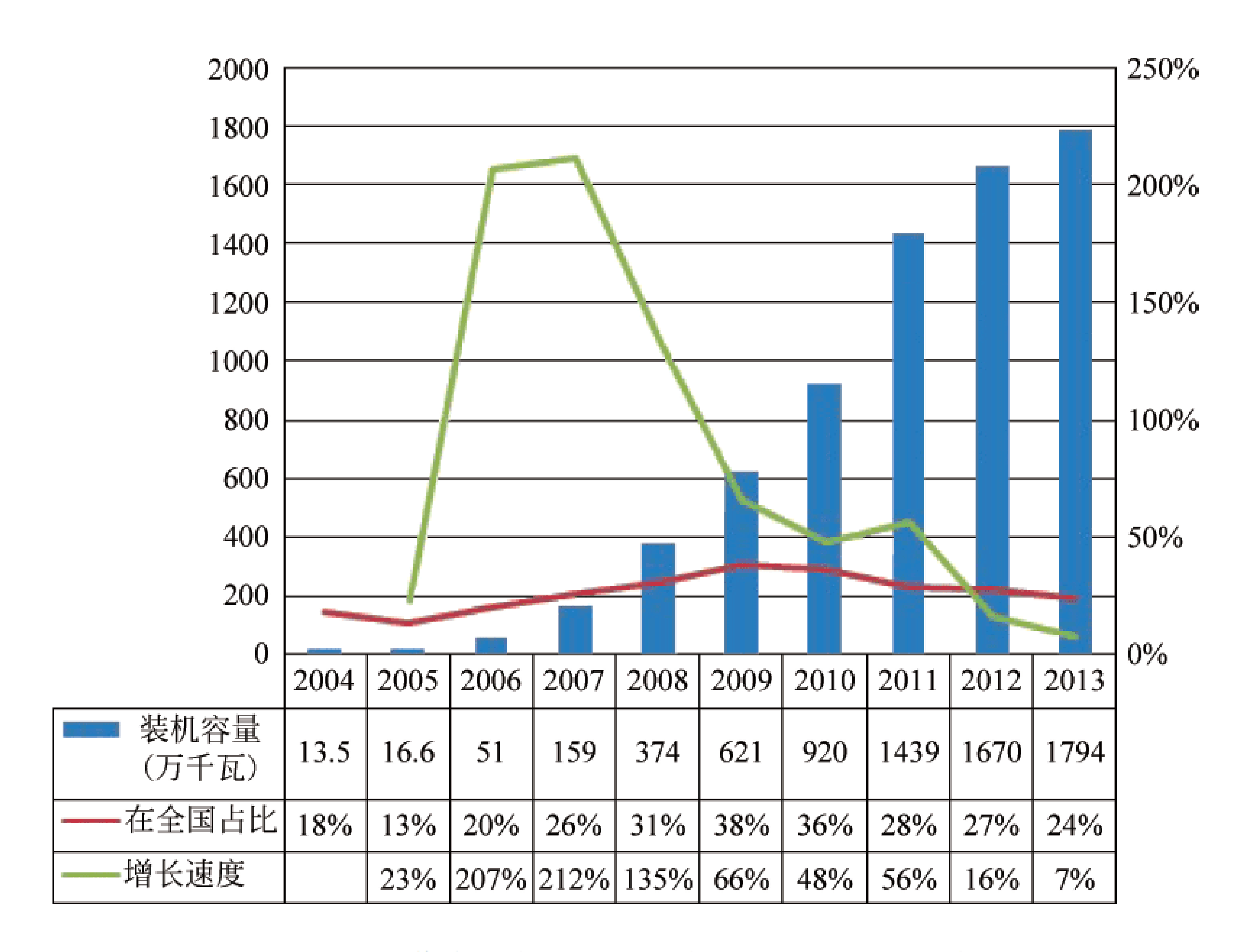
图 2-3　内蒙古太阳能资源分布图(单位:千瓦时/平方米·年)

2.2　内蒙古可再生能源开发利用情况

全区风电装机及发电量位居全国首位。内蒙古风电的发展,起步于 20 世纪 90 年代,至 2012 年底全区累计并网装机容量 1692 万千瓦,约占全国 1/4,并网装机容量连续多年位居全国首位(见图 2-4)。截至 2013 年底,全区风电并网容量 1849 万千瓦①,占总装机容量的 26.4%(不含点对网)。其中并入蒙西电网容量 1079 万千瓦,并入蒙东电网容量 748 万千瓦,西北电网 3 个风电场,装机容量 22 万千瓦。乌兰察布市、锡林郭勒、巴彦淖尔市、包头市和蒙东的赤峰市、通辽市等 6 个盟市风电并网规模突破百万千瓦。全区风电发电量达 368 亿千瓦时,占全国风电发电量的 26%,居全国第一位;风电发电量占全区发电量的 10%,占全区全社会用电量 16.9%。到 2013 年底,内蒙古地区已核准容量约 2700 万千瓦(其中蒙东地区约为 1100 万千瓦,蒙西地区约为 1600 万千瓦,见图 2-4)。

从风电发展历史来看,自 2003 年我国开始实行风电特许权招标政策后,全国风电发展

① 内蒙古自治区提供数据。



	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
装机容量（万千瓦）	13.5	16.6	51	159	374	621	920	1439	1670	1794
在全国占比	18%	13%	20%	26%	31%	38%	36%	28%	27%	24%
增长速度		23%	207%	212%	135%	66%	48%	56%	16%	7%

图 2-4　内蒙古历年风电发展情况（2004—2013 年）

（数据来源：2007—2013 年数据来自中电联、能源局统计；2004—2006 年数据来自史鹏飞统计）

进入了快速发展时期，2005—2009 年全国的风电年均增长速度超过 100%。内蒙古的风电与国家风电发展规律相似也进入快速发展时期，年均增长速度高达 130%以上；2009 年，我国颁布了风电分区固定电价政策，风电开始进一步大规模发展，当年新增规模超过了美国，位居世界第一，2012 年累计规模也超过了美国，位居全球第一。

但随着风电的大规模发展，我国风电弃风问题逐步显现，2011 年弃风问题成为影响“三北”地区风电发展的主要障碍。当年全国平均风电弃风率达 11.5%，内蒙古弃风率高达 29.3%，位居全国第一。从 2011 年开始，全国新增并网风电规模开始有所下降，“三北”地区的风电核准速度也有所下降，全国风电开始进入平稳发展期。内蒙古的风电增长也开始放缓，发展节奏开始有所控制，2011 年全区风电并网规模增加了 456 万千瓦，2012 年增加了 236 万千瓦，2013 年增加了 157 万千瓦。伴随着风电并网容量的增加，2012 年风电弃风问题进一步加剧，全国平均弃风率达 17.1%，蒙东地区弃风率高达 34%，仍居首位，蒙西地区弃风率以 26%位居第三。从 2012 年开始，弃风限电成为影响我国风电发展的最主要障碍，全国实施的风电核准计划制度将是否存在弃风作为一个重要的参考因素，内蒙古、吉林等限电严重地区的核准风电项目规模不断被压缩。由于新增风电规模降低，也直接影响了全国风电设备制造企业，2012 年成为我国风电大规模发展以来的低谷。

2013 年全国风电运行情况稍有好转，全国平均弃风率达 11%，蒙西和蒙东地区弃风率分别降至 20%和 12%，全区全年发电量 370 亿千瓦时，同比 2012 年增长 30%，占全区总发电量的 13%（不含点对网），占全区全社会用电量 17%。究其原因（包括内蒙古在内），一是全国当年来风情况较好，特别是弃风问题不突出的夏秋季来风好于往年；二是配套电网建设加快，西北、东北、华北等地困扰风电发展的输电通道建成，极大程度地解决了这些地区的风电运行受阻问题；三是加强了风电优先调度，包括内蒙古在内的电力公司在发电量计划管

理、风电预测预报、区域间电力交换等方面，都明显加大了对风电的支持力度。总的来看，随着我国不断强调清洁能源发展的战略意义，风电仍有巨大的发展空间和潜力。

太阳能尚未大规模开发利用。内蒙古是我国最早发展太阳能地面电站的省份之一。截至 2012 年底，内蒙古太阳能发电总装机 10 万千瓦。2013 年，国家大力支持发展太阳能发电，颁布了新的发电电价政策，内蒙古新增了 45 万千瓦，太阳能总发电装机 55 万千瓦。到 2014 年 6 月底，内蒙古太阳能发电投产 114 万千瓦，主要集中在太阳能资源较为丰富的乌兰察布市、巴彦淖尔市、阿拉善盟等蒙西地区，完成发电量 6 亿千瓦时，年平均利用小时数 1600，太阳能发电效益明显。

生物质利用规模较小。截至 2014 年上半年，内蒙古全区生物质发电总装机 16 万千瓦，其中，全区农林生物质直燃发电装机容量为 12 万千瓦，垃圾发电装机 3.6 万千瓦，沼气发电装机 0.172 万千瓦，完成发电量 6 亿千瓦时。全区有各类大中小型沼气工程 460 座，沼气用户约 50 万户，年转化利用人畜粪便约 300 万吨，产生沼气 1.6 亿立方米。万吨级的甜高粱燃料乙醇项目已经开始运行。全区每年尚未利用作物秸秆约 1000 万吨，未利用的林业剩余物约 1000 万吨，约可年生产 10 亿千瓦时电量或生产 350 万吨燃料乙醇。每年未利用的 2700 万吨畜禽粪便约可产生 16 亿立方米沼气。全区 340 万吨生活垃圾每年的发电量约为 9.5 亿千瓦时，若将生活垃圾转化为沼气，理论量约为 3.4 亿立方米。每年 5.8 亿吨污水约产生 8.1 万吨干污泥，污泥浓度以 94%计，可产沼气约为 1000 万立方米。

2.3　电力发展情况

发电装机。截至 2013 年底，全区总装机容量 8446 万千瓦，其中，火电装机容量 6375 万千瓦，风电装机容量 1794 万千瓦，太阳能装机 55 万千瓦。外送能力约 2600 万千瓦。2013 年全区总发电量 3620 亿千瓦时，其中，火电发电量 3210 亿千瓦时，风电发电量 376 亿千瓦时，太阳能发电量 5.6 亿千瓦时，外送电量 1454 亿千瓦时，电力总装机、风电装机和外送电量均位居全国第一（见图 2-5）。

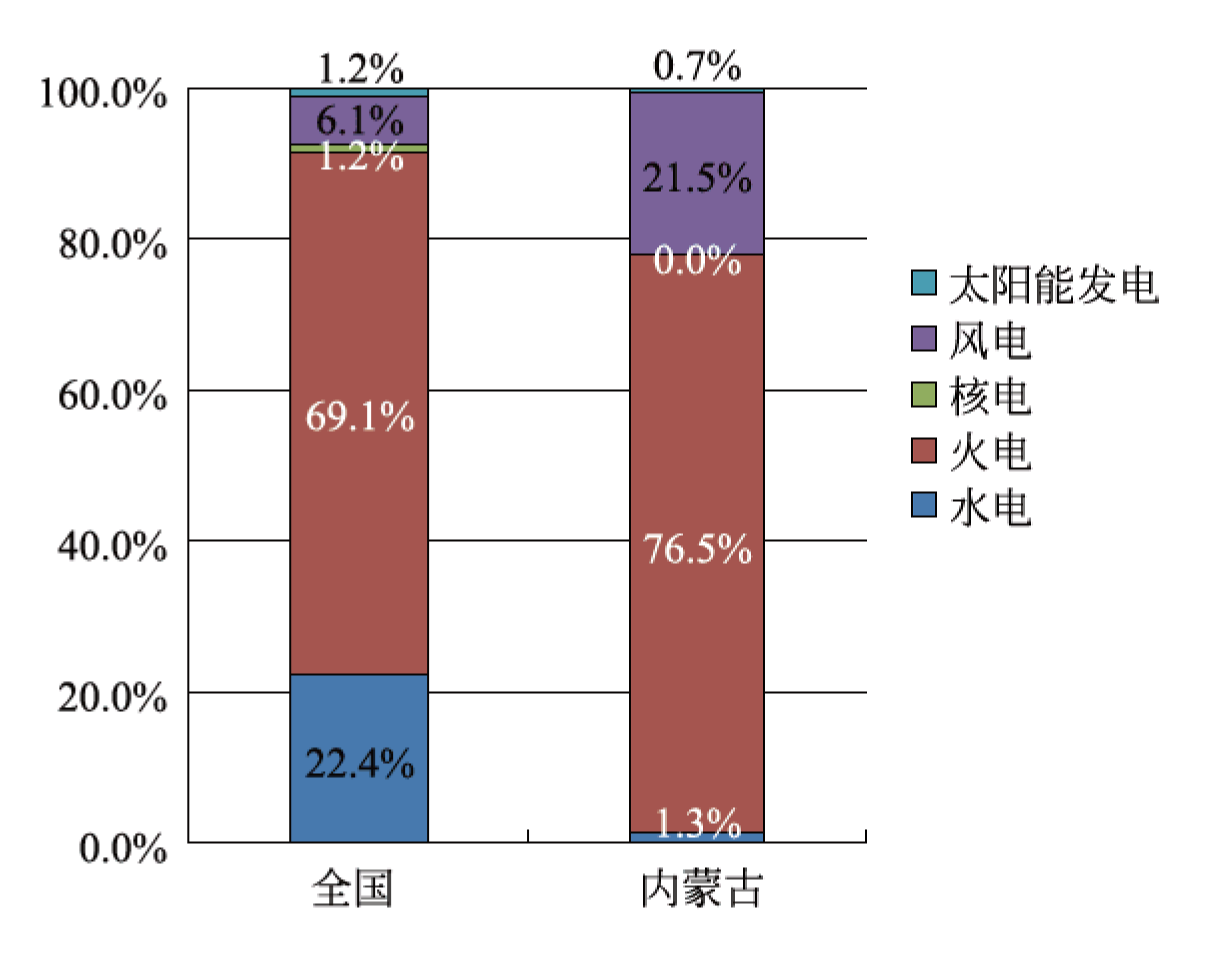


图 2-5　2013 年内蒙古和全国各电源装机占比

与全国总体电力结构相比，由于缺少水电资源，内蒙古的电力结构更加单一。76%的电

力装机、近90%的发电量是火电，另外10%的发电量是风电。全国风电发电量的比例只有2.6%，而内蒙古则达到10%，全国首位，并接近一些欧洲国家的水平，甚至超过德国的风电发电量比例（见图2-6）。但考虑到内蒙古风能资源的丰富程度，以及内蒙古高比例的弃风水平，风电发展在这一地区仍然有较大潜力。因此，规模化发展风电、太阳能等可再生能源，既符合内蒙古资源禀赋的优势，也是改善内蒙古电力结构的必由之路。

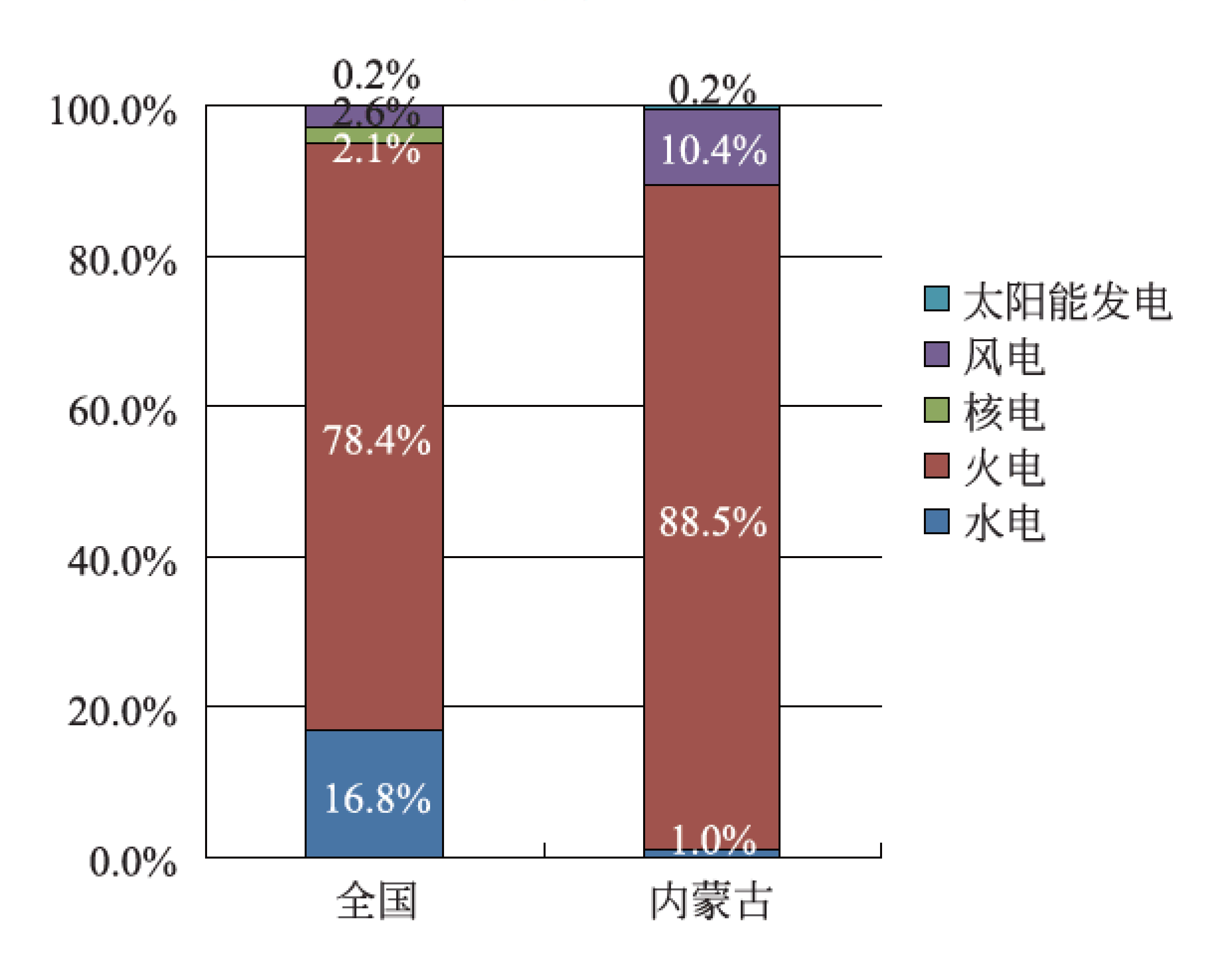


图2-6　2013年内蒙古和全国各电源发电量占比

电网发展情况。内蒙古自治区电网分蒙东电网和蒙西电网两部分。蒙西电网由内蒙古电力(集团)有限责任公司运营管理，隶属内蒙古自治区政府国资委；蒙东电网由内蒙古东部电力有限公司运营管理，隶属国家电网公司。目前蒙西电网已形成“三纵四横”的500千伏主干网架；与华北电网相连2条500千伏外送通道，220千伏分地区配网基本形成。蒙东电网4个盟市分别并入华北电网，尚未形成统一电网。

蒙西地区。共有6条外送通道，外送能力为1500万千瓦。其中，网对网通道有两条，即汗海-沽源双回、丰泉-万全双回，合计四回500千伏线路，送电能力390万千瓦。蒙西电网通道有四条，分别是：拖电-浑源四回500千伏线路，送电能力440万千瓦；岱海-万全双回500千伏线路，送电能力220万千瓦；上都-承德三回500千伏线路，送电能力340万千瓦；京隆-大同单回500千伏线路，送电能力110万千瓦。

蒙东地区。共有6条外送通道，外送电力能力1065万千瓦。外送通道均为网对网。直流通道一条，即呼辽±500千伏线路，送电能力300万千瓦。交流通道五条，分别是：兴甜线双回500千伏线路、送电能力10万千瓦；伊敏-冯屯双回500千伏线路、送电能力205万千瓦；科尔沁-沙岭双回500千伏线路，送电能力280万千瓦；青山-燕南双回500千伏线路和青山-北宁双回500千伏线路，送电能力270万千瓦。

拟建外送通道。目前，国家已经初步提出在内蒙古建设锡盟-山东1000千伏双回线路工程、蒙西-天津交流1000千伏线路工程，上海庙至山东±800千伏直流、锡盟-江苏±800千伏直流输电通道，总送电规模为3100万千瓦，配套电力装机超过了4000万千瓦。其中，锡盟-山东1000千伏输送容量方案中，可安排风电外送规模600万千瓦，光伏发电规模100万千瓦；锡盟-江苏±800千伏直流线路中，可安排风电外送规模700万千瓦，光伏发电外送规模100万千瓦，虽然这些方案都还处在可行性研究阶段，明确的输送工程方案还未确定，

但如果这些线路中优先考虑内蒙古清洁能源的送出，将会大大促进内蒙古风电、光伏发电的消纳。此外，如果在中远期再进一步加强蒙西电网与京津唐电网、华中电网及华东电网的联系，就将为内蒙古高比例可再生能源的开发创造良好条件。

2.4 内蒙古发展可再生能源的有利和不利因素分析

2.4.1 有利因素分析

从国家能源发展的战略要求及内蒙古自身的资源特点、发展基础等看，内蒙古规模化发展可再生能源，既有明显的优势，也存在瓶颈。优势主要表现在以下几个方面。

一是荒漠化土地资源丰富，利于发展风能太阳能。内蒙古土地资源辽阔，土地总面积118.3万平方公里，并有巴丹吉林、腾格里、毛乌素沙漠等荒漠资源。截至2009年底，内蒙古荒漠化土地约61.8万平方公里，占自治区总土地面积的52%；沙化土地总面积41.5万平方公里，占自治区总土地面积的35%，为集中式风能、太阳能资源的开发利用提供了基础。

二是与其他几个风电基地相比具有明显的区位优势。数据显示，京津冀鲁和长三角地区的燃煤电厂装机容量均达到1.3亿千瓦，按地区面积折算，单位面积装机容量分别是西部地区的13倍和26倍左右，这些地区的煤炭消费是支撑经济社会发展的主要能源资源，也是中东部地区频频出现雾霾天气的重要原因之一。按照国家能源局发布的《2014年能源工作指导意见》，2014年京津冀鲁将削减原煤消费合计1700万吨；全国淘汰煤炭落后产能3000万吨，关停小火电机组200万千瓦。

由于这些地区的清洁能源资源匮乏，为了改善这些地区的能源消费结构，将其他地区清洁的可再生能源电力输送到京津冀地区显得尤为重要。而对比新疆、甘肃其他几个风电基地，内蒙古风电基地更靠近北京、天津、河北等用电负荷区，具有明显的区位优势，国家也已经明确了四条外送通道，将极大改善内蒙古区内清洁电力的外送能力。

三是工业发展比重高，分布式光伏发电的潜力较大。2011年内蒙古工业耗能占全区能源消费的比例近70%，工业发展比重高，电力消耗大，对应工业厂房较多，较适用自发自用模式，利于分布式光伏发电的发展(见图2-7)。根据《中国统计年鉴》和《内蒙古统计年鉴》的数据，预计到2020年内蒙古的房屋屋顶可利用面积为1.58亿平方米，如果开发20%用来安装太阳能光伏系统，则装机容量可达300万千瓦。

2.4.2 限制性因素分析

内蒙古发展可再生能源，在国家和地区层面都存在一定的限制性因素。从国家的大环境看，**第一，我国目前尚未完全建立适应可再生能源波动性特点的电力运行体制机制**，调度运行、用电管理等技术管理体系，延续管理大电源和大电网特性的常规思路，没有做出适应可再生能源特点的转变。**第二，我国没有完全建立有利于可再生能源发展的价格、财税等市场激励机制**，诸如节能发电调度、电力市场辅助性服务等增加系统灵活性的市场手段尚没有建立起来，“发电量计划管理”等计划经济色彩浓厚的行政管理手段，仍以优化常规能源发展为主，对市场各个利益主体的利润来源、获利方式做了人为刚性的划定，但并没有把接入和

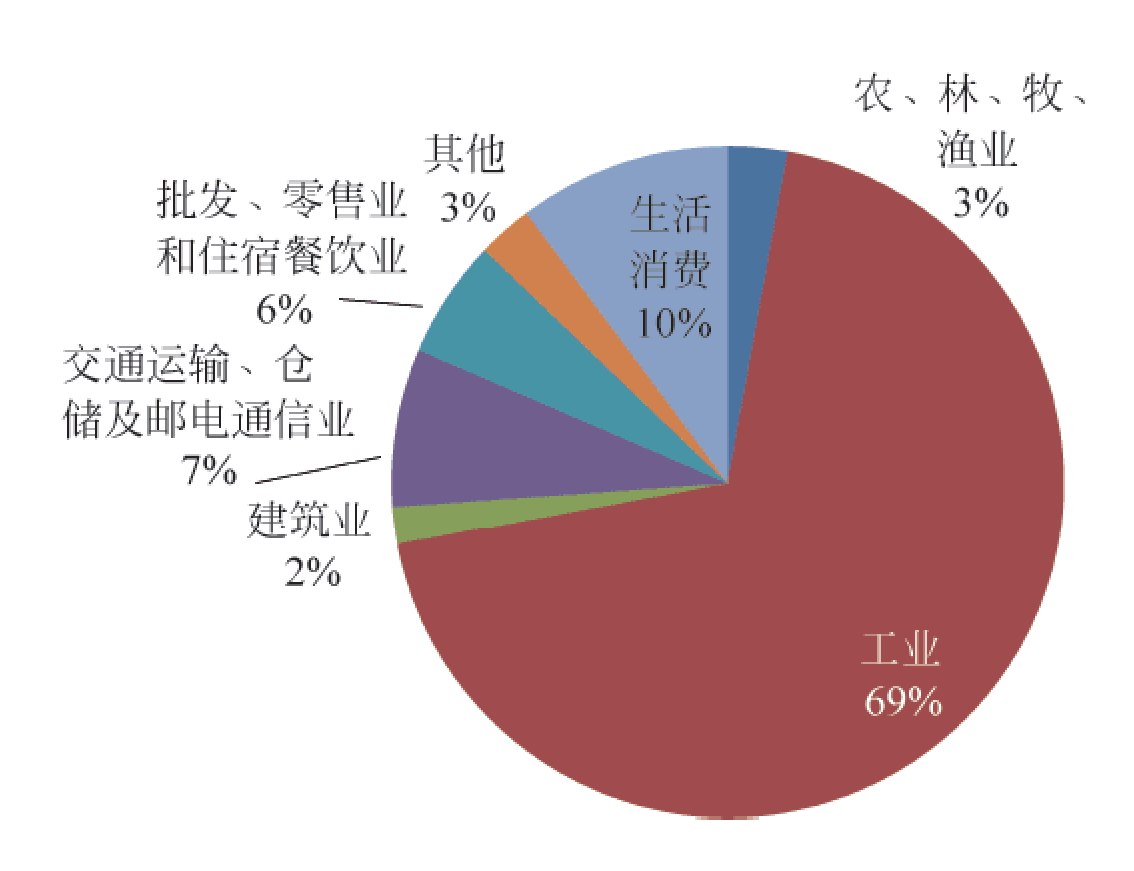


图 2-7　2011 年内蒙古全区各产业能源消费占比

运行可再生能源作为优先。**第三，尚没有建立适应清洁能源可持续发展需要的市场利益调节机制**，目前我国的能源价格和税收制度等市场调节手段，没有充分反映资源环境的外部成本，实际对化石能源的开发利用形成了隐性补贴，反过来使得社会难以接受对可再生能源的显性资金支持，可再生能源的发展受到资金补贴的限制，发展受到掣肘。

在此背景下，我国很多地区的可再生能源发展受到了很大程度的限制，应有的发展潜力没有完全释放，弃风现象就是这种受到体制机制问题约束的代表。从当前内蒙古发展自身的因素考虑，也有一些更为实际的不利于发展的约束因素：

一是区内可再生能源发电限电严重，外送通道容量不足。从 2012 年和 2013 年的风电运行情况来看，内蒙古风电弃风限电现象非常严重，包括蒙西和蒙东在内的弃风率都超过了 30%，是我国弃风最为严重的地区之一。弃风的主要原因是自治区电力负荷规模较小、电网的调峰能力有限、外送通道容量不足等，特别是在供热期夜间负荷低谷时段，热电联产机组“以热定电”运行方式后，造成电力供应过剩矛盾。受资源条件影响内蒙古地区的电网、电源结构已基本形成，通过电网改造和煤电机组的技术进步，在一定程度上可以缓解风电并网困难，但完全解决风电的弃风问题，仍需要加快电力跨省、跨网外送通道的建设。

未来内蒙古的光伏发电基地的建设，也将面临同样的电力外送问题。

由于蒙西电网与国网公司不属于同一家电力公司，双方在外送通道建设的技术方案上存在较多分歧。2014 年国家提出了应对大气污染的工作方案，明确了内蒙古的 4 条外送通道，将为内蒙古未来的电力外送创造条件。

二是已有政策不足以激励内蒙古地区的分布式光伏发展。2013 年 8 月国家发改委发布“关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知”，开始实施光伏发电分区电价和分布式光伏发电补贴，对分布式光伏发电实行按照全电量补贴的政策，电价补贴标准为每千瓦时 0.42 元。蒙西电网脱硫标杆上网电价按每千瓦时 0.3004 元执行，蒙东电网新投产燃煤机组上网电价按每千瓦时 0.3064 元执行，居民用电电价一般执行 0.43 元/千瓦时（部分地区居民用电试行阶梯电价政策），燃煤脱硫标杆电价和居民用电电价都比较低，加上每千瓦时补贴的 0.42 元，分布式光伏发电成本需控制在 0.72～0.85 元/千瓦时，与当前光伏发电平均成本为 0.90～1.00 元/千瓦时相比不具备优势。因此，区内一般居民分布式光伏经济性较差，发展积极性受到较大限制。

2.5 内蒙古发展可再生能源的必要性

从国家的总体要求看，国家要开展"能源生产和消费革命"，加强生态文明建设。"十五"以来，我国经济总量已居世界前列，但各地高投入、高消耗、高污染、低效益的增长方式已不可为继，经济发展付出的代价非常明显，表现为能源资源消耗多、环境污染重、增长的质量和效益不高。"十一五"以来，我国着力建设"资源节约型、环境友好型社会"，积极转变能源发展方式，实施能源强度控制，但能源结构转型和环境质量并没有得到根本性的改善。"十二五"期间，党的"十八大"提出大力推进生态文明建设，推动能源生产和消费革命，支持节能低碳产业和新能源、可再生能源发展；2013 年两会政府工作报告又进一步指出，要顺应人民群众对美好生活环境的期待，大力加强生态文明建设和环境保护，着力推进绿色发展、循环发展、低碳发展，这些均反映出国家转变能源发展方式的重要性和急迫性，体现了国家对能源战略思维的新变化。

从内蒙古自身的能源结构看，内蒙古以化石能源为主的能源结构亟待改善。内蒙古是典型的以煤炭为主的能源结构。2011 年内蒙古煤炭生产总量 5.97 亿吨标煤，化石能源占比高达 98.5%；2011 年内蒙古消费总量 2.11 亿吨标煤，化石能源消费占比高达 98.6%，这种高比例以化石能源为主的能源结构，亟须加以调整与改善（见图 2-8、图 2-9）。

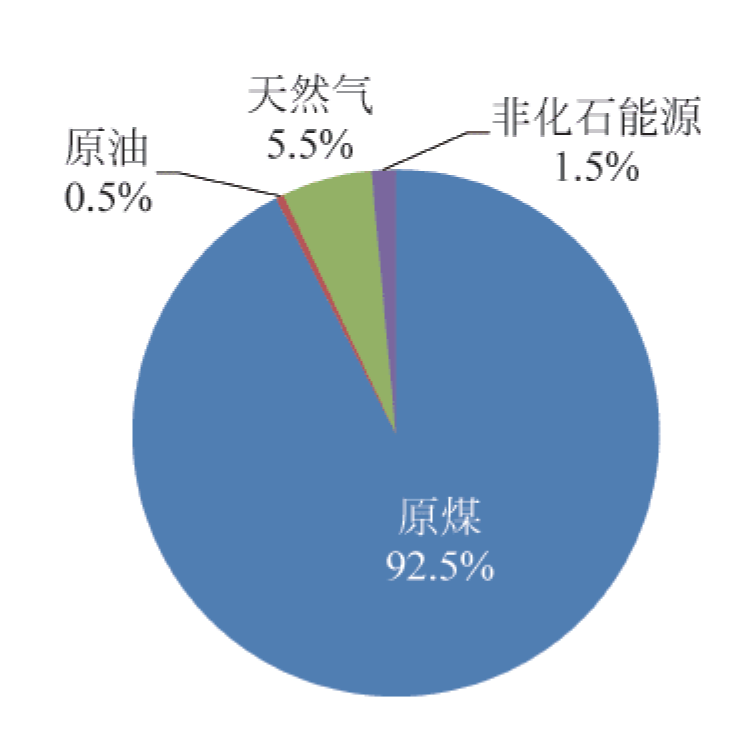


图 2-8 2011 年内蒙古能源生产总量构成

天然气
原油 2.3%
9.2%
非化石能源
1.4%
原煤
87.1%

图 2-9 2011 年内蒙古能源消费总量构成

从国家对各地的考核要求看，未来将开展能源消费总量控制，要实施可再生能源电力配额制，需要通过发展可再生能源才能满足要求。

从国家在"十一五"大力推行"节能减排"战略实施的效果来看，仅用"单位国内生产总值能耗"等强度控制手段无法根本改变经济粗放式发展的模式。"十二五"前两年"能耗强度"及"温室气体排放强度"双重控制指标的实施效果也并不令人满意。从 2011 年初国民经济和社会发展"十二五"规划纲要提出"合理控制能源消费总量"，到 2012 年底党的十八大报告提出"控制能源消费总量"的转变，说明未来国家将会实行能源消费总量控制的"硬约束"，采用倒逼手段促进能源发展转型，并通过能源发展方式的转变，推动经济发展方式的转变。

为促进可再生能源电力市场消纳和国家可再生能源发展规划目标的实现，国家能源局研究起草了"可再生能源电力配额制"政策，并于 2013 年完成了征求意见稿，目前实施方案基本修订完成，并有望在 2014 年底或 2015 年初开始实施。配额制对各省消纳可再生能源电力提出了明确的比例要求，其中内蒙古比例为 10%。根据草稿方案，跨区送出的可再生

能源电力不计入当地的消费份额，从实现配额制的角度来看，内蒙古需要进一步发展可再生能源才能满足要求。

此外，未来要实行煤炭消费总量控制，也需尽快建立可再生能源的发电能力。从实际可操作的角度分析，国家既要鼓励发展非化石能源，也要着力扩大相对清洁的石油和天然气消费比重，因此“控制能源消费总量”的着力点将是“控制煤炭消费总量”。按照规划思路，风电等非水电可再生能源、煤矸石等可综合利用资源以及余热发电、页岩气等新型能源资源，将成为可“开口”使用的资源。

在煤炭消费总量受到控制的情况下，一方面为保持较充足的能源供应，另一方面也为了拉动本地区经济增长，地方政府需要尽快建立起可再生能源的发电能力，迅速形成可以替代化石能源的规模化能力，为将来降低内蒙古对化石能源的依赖打下基础。

第三章　内蒙古自治区中远期可再生能源发展目标

3.1　国家中远期可再生能源发展目标

当前国家对可再生能源的未来发展前景做过多种研究。如中国工程院2009年开展的《中国能源中长期(2030年、2050年)发展战略研究》,设定了高、中、低三种方案,对未来进行了预测(见表3-1);国家发改委能源所在《中国非化石能源之路——2020年非化石能源满足15%能源需求目标的途径和措施研究》中,对未来2020年可再生能源发电目标也进行了估计(见表3-2);国家电网公司对2020—2030年中远期可再生能源的发展也做过预测;世界自然基金会等一些国际机构也从减排温室气体的角度,对中国未来能源和电力结构做过预测。虽然这些研究的结果有所差别,也存在过于保守和过于乐观的情况,但总体上对可再生能源的发展是持积极态度的。

工程院《中国能源中长期(2030年、2050年)发展战略研究》认为,我国到2050年的远期可以达到8亿千瓦的风电,10亿千瓦的光伏发电。

能源所的研究结果指出,在2020年风电可以达到3亿千瓦左右,光伏发电达到1.5亿千瓦。根据项目组国家中等发展路径预测,在2020年风电装机可以达到2.3亿千瓦左右,光伏发电装机达到1.6亿千瓦,在2050年风电可达到8.7亿千瓦,光伏发电装机可达到8.2亿千瓦。

此外,国网能源院所做的研究预测,到2020年我国风电可达到2亿～2.5亿千瓦,光伏达到1亿～1.5亿千瓦。

表3-1　不同方案下可再生能源发展的目标

分类	不同阶段	高方案		中方案		低方案	
		装机容量(亿kW)	发电量(亿kWh)	装机容量(亿kW)	发电量(亿kWh)	装机容量(亿kW)	发电量(亿kWh)
风电	2020	1.5	3000	1	2000	0.5	1000
	2030	3	6000	1.8	3600	1.2	2400
	2050	8	16000	5	10000	3	6000
光伏发电	2020	0.3	360	0.2	240	0.05	60
	2030	2	2800	1	1400	0.5	700
	2050	10	14000	8	11200	5	7000
生物质发电	2020	0.3	1500	0.2	1000	0.15	750
	2030	0.5	2500	0.4	2000	0.35	1750
	2050	0.6	3000	0.5	2500	0.45	2250

表 3-2　中国非化石能源之路——2020 年满足 15%能源需求供应方案

分类	高方案		中方案		低方案	
	装机容量（亿 kW）	发电量（亿 kWh）	装机容量（亿 kW）	发电量（亿 kWh）	装机容量（亿 W）	发电量（亿 kWh）
风电	3	6000	2.5	5000	1.6	3200
光伏发电	1.5	1800	1	1200	0.5	600
热发电	0.5	2500	0.05	250	0.05	250
生物质发电	0.35	2100	0.3	1800	0.2	1200

3.2　内蒙古可再生能源发展目标

从国家层面研究的各项成果来看，由于研究方法和出发点不同，各研究方案目标差别较大，综合来看，认为较为现实的方式是：2020 年我国风电装机国家目标设定为 2 亿千瓦，光伏发电装机国家目标设定为 1 亿千瓦。

判断内蒙古风电装机到 2020 年、2030 年、2050 年低目标将分别为 5800 万千瓦、1.4 亿千瓦、3.9 亿千瓦（见图 3-1、图 3-2 和表 3-3）。

在我国的能源技术路线图的研究中，2009 年研究的《中国风电路线图 2050》提出：2020 年、2030 年、2050 年各阶段全国风电装机容量的总目标分别为 2 亿千瓦、4 亿千瓦和 10 亿千瓦，并对内蒙古等重点基地的发展装机容量进行了估计；该成果是在统筹考虑风能资源、风电技术进步潜力、风电开发规模和成本下降潜力等基础上，结合国家能源和电力需求，考虑现有电网条件和未来 10 年内的建设规划和电力需求等情况，采用静态分析方法对风电投资成本与电价水平进行分析，再对包括各风电基地外送成本、经济可开发量情况进行汇总后得出的结论。

成果显示：在 2020 年前，在考虑外送成本的情况下，全国风电装机达 2 亿千瓦，风电的边界成本电价为 0.493 元/千瓦时，这种情况下，蒙东基地的规模约为 2000 万千瓦，蒙西基地规模约为 4000 千瓦；到 2030 年，考虑届时输送条件将有较大改观并且多种储能设施发挥一定的作用，全国风电装机达 4 亿千瓦，风电的边界成本电价为 0.542 元/千瓦时，这种情况下，得出蒙东基地的规模约为 4000 万千瓦，蒙西基地规模约为 1 亿千瓦；到 2050 年初步估计全国风电总装机量达到 10 亿千瓦，届时内蒙古地区装机容量应达到 4 亿千瓦左右，建设若干个连片开发总量达千万千瓦级的风电基地。

在我国风电发展"十二五"规划中，也明确提出了到 2020 年全国风电装机达到 2 亿千瓦。"十二五"期间，由于弃风问题的出现，国家在发展风电的思路上有所转变，"十三五"期间将可能增加分散式风电 5000 万千瓦，届时到 2020 年内蒙古的风电装机容量将会比原路线图的目标有所下降；同时，按照内蒙古能源开发局的规划目标，到 2017 年风电并网装机达 3000 万千瓦，到 2020 年全区风电并网达到 5800 万千瓦，其中蒙西 3800 万千瓦，蒙东 2000 万千瓦。与风电路线报告提出的到 2020 年达到 5900 万千瓦比较接近，因此将未来内蒙古 2020 年、2030 年、2050 年风电发展较可能的实现目标分别确定为 5800 万千瓦、1.4 亿千瓦、3.9 亿千瓦（见图 3-1、图 3-2 和表 3-3）。

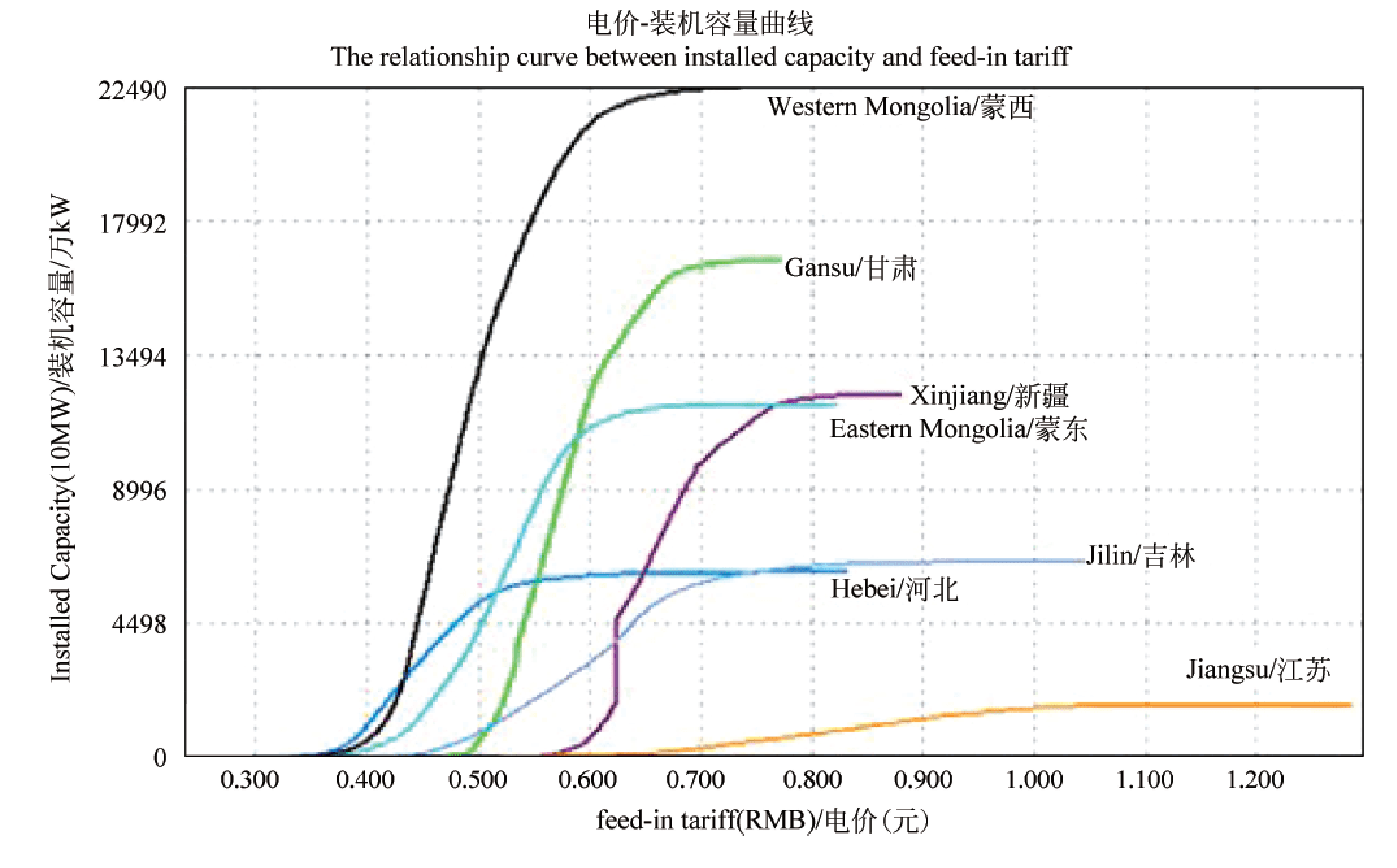


图 3-1　2020 年七大风电基地供应曲线

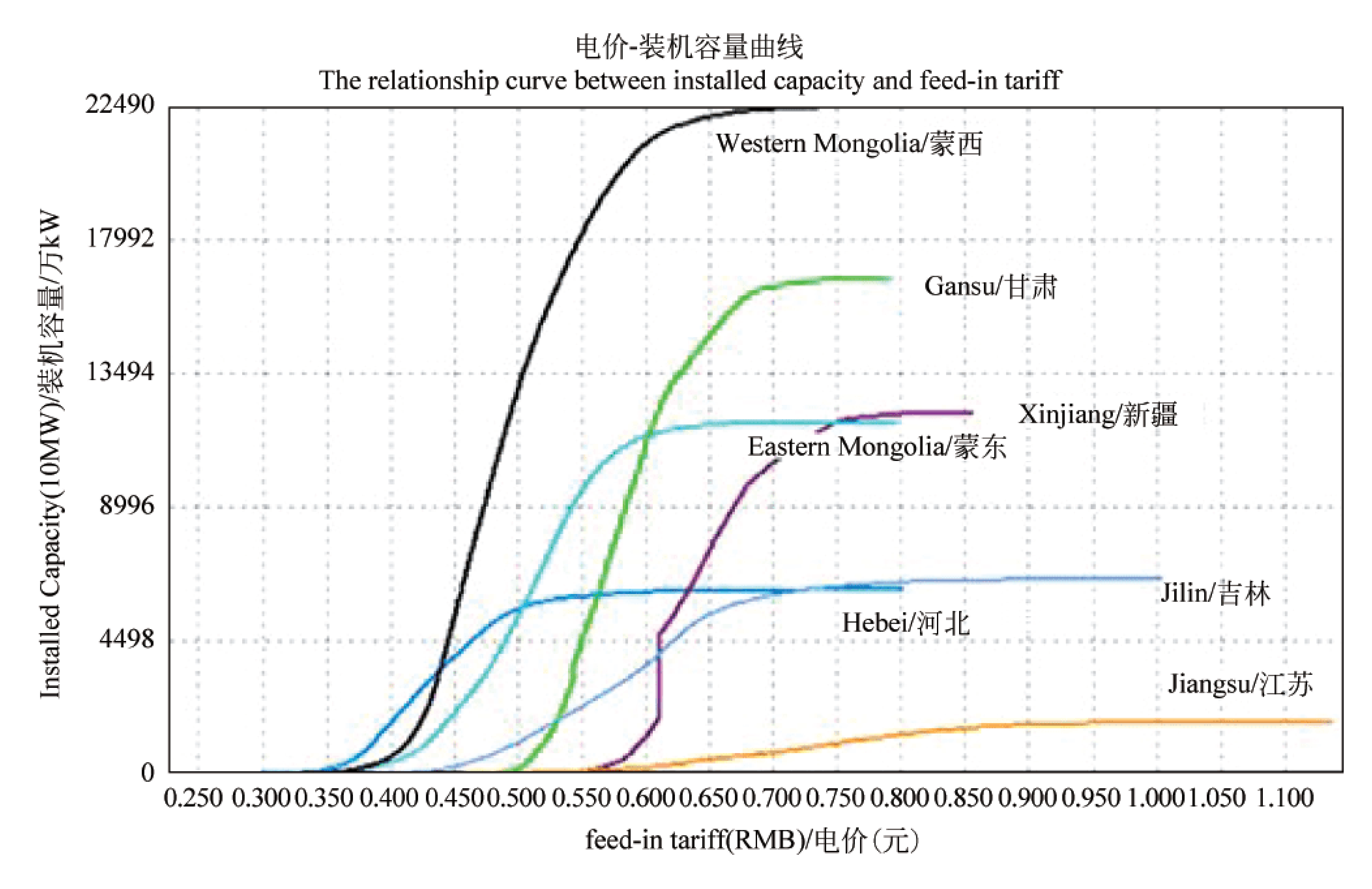


图 3-2　2030 年七大风电基地供应曲线

表 3-3　中国风电发展目标和布局　（单位：万千瓦）

地区	2010 年	2020 年	2030 年	2050 年
蒙西	650	4000	10000	30000
蒙东	362	2000	4000	9000

续表

地区	2010 年	2020 年	2030 年	2050 年
东北	731	3000	3800	6000
河北	378	1500	2700	6000
甘肃	144	2000	4000	12000
新疆	113	2000	4000	10000
中东部及其他地区	743	2500	5000	7000
近海风电	10	3000	6000	15000
远海风电	0	0	500	5000
合计	3131	20000	40000	100000

但从内蒙古的风能资源情况和内蒙古风电外送得天独厚的条件来看，如果外送条件具备，并且加大本地消纳能力，内蒙古风电完全可以实现更高的发展目标，初步判断 2020 年、2030 年、2050 年能达到 1 亿千瓦、2.3 亿千瓦、5 亿千瓦。

从风能资源及初步研究的经济性分析来看可行。内蒙古的风能资源占到全国风能资源的一半以上，具有实现目标的资源基础。从初步判断的经济性来看，在中国风电发展路线图 2050 中，尽管提出了到 2020 年，蒙西 4000 万千瓦和蒙东 2000 万千瓦的发展方案，但从理论分析成果来看，在考虑输电线路成本，全国设定 2 亿千瓦装机情况下，得出边界上网电价 0.493 元/kWh 时，蒙东地区的可开发量为 4100 万千瓦，蒙西地区的可开发量为 1 亿千瓦。而到 2030 年，在全国设定 4 亿千瓦装机、边界上网电价 0.542 元/kWh 情况下，蒙东地区的可开发量为 9300 万千瓦，蒙西地区的可开发量为 1.86 亿千瓦，具有实现 2020 年 1 亿千瓦和 2030 年 2.3 亿千瓦的经济可开发量基础。

从风电外送等内、外部因素来看具有实现目标的条件。

一是内蒙古具有风电外送的技术条件。内蒙古邻近京津冀鲁，距华东电网都在 2000km 以内，均在特高压交直流经济合理输电范围内，比西部地区的风电外送至华东、华中地区的距离要近很多，在京津冀鲁及长三角地区发电以煤炭为主，雾霾污染严重，能源主要靠外来供给的环境条件下，加快开发利用内蒙古地区风电开发外送，从外送技术的角度而言，能够实现“北电南送”的战略。

二是具备风电消纳的市场能力。京、津、冀、鲁和华东沪、苏、浙、皖、闽五省市是我国经济发达地区、用电量大、具有较强消纳风电能力，当地风能资源不多，可大量接受外来风电。即使到 2030 年内蒙古风电装机 2.3 亿千瓦，电量约 4600 亿千瓦时，初步估算，除内蒙古地区风电在该区域的电力比重较高，可能达到 20%～25%外，其他各地区的风电占比均将在 20%以内。对比目前丹麦的风电比重在北欧电网的支撑下已达到 30%来看，初步判断华北、华东市场具有大比例消纳内蒙古风电的市场能力。

三是外送落地风电电价具有一定的竞争力。目前内蒙古风电电价每千瓦时蒙西 0.51 元、蒙东 0.54 元，即使考虑部分弃风损失后，按上网电价每千瓦时 0.55 元算（含税），加上输电工程及辅助设施成本，至京津冀电网约每千瓦时 0.65 元，至山东电网约每千瓦时 0.7 元，至华东电网每千瓦时 0.7～0.75 元。与未来天然气价增量气每立方 3.5 元、发电上网电价约每千瓦时 0.75 元比较，是有竞争力的，且低于大部分海上风电成本。

目前，有专家提出的一个初步外送设想是：

内蒙古风电装机容量300GW，向华北、华东电网输电的特高压交直流输电工程16回和配套抽水蓄能电站30GW、火电20GW及辅助设施。工程分两期进行建设，一期100GW，争取2020年建成；二期新增200GW，总规模300GW，在2035年左右完成。以后还可按照电网用电增长需要继续扩大建设。

因风电利用小时数只有2000多，而发电出力在50%以上的电量很少，只占10%左右，为提高长距离输电工程经济性和电能质量，可考虑合理弃风，将风电出力在装机容量50%左右的容量称为经济可用容量，使输电利用小时数提高到4000h左右，且风电特性有很大改善。向区外长距离输电的特高压交直流工程，均按输送经济可用容量考虑安排。因向外输电容量大，需要建设的特高压交直流输电线回路数较多，为节省输电走廊均按同杆双回建设。

（一）工程建设内容及投资估算：风电装机容量300GW，电量约610TWh

1. 建设8回1000kV特高压交直流输变电工程，向京津冀输送风电经济可用容量40GW（内蒙古风电装机约80GW），电量160TWh，相应建设抽水蓄能电站约8GW、配套送受端交流输变电工程及辅助设施。

2. 建设内蒙古至山东2回±800kV、容量10GW、长1500km左右的特高压直流输电工程，向山东电网供电，输送风电经济可用容量16GW（内蒙古风电装机约32GW），电量64TWh，相应建设抽水蓄能电站约3.2GW，保输电安全的配套火电站4GW（电量约20TWh），和配套送受端交流输变电工程及辅助设施。

3. 建设蒙东至华东电网2回±800kV容量10GW、4回±1100kV容量15GW、各长2000～2500km左右的特高压直流输电工程，总容量80GW，输送风电经济可用容量64GW（内蒙古风电装机约128GW），电量256TWh，相应建设抽水蓄能电站12.8GW，火电约16GW（发电量约80TWh）和两端配套交流输变电工程及辅助设施。

4. 内蒙古电网本地供电风电装机容量约60GW，电量130TWh，配套建设抽水蓄能电站6GW及向电网供电交流输变电工程。

5. 工程总规模。风电装机容量300GW，抽水蓄能电站30GW，保直流输电安全火电20GW，送受端配套交流输变电工程及电网辅助设施。风电发电量约610TWh，约需投资3.2万亿元。

（二）一期工程建设内容：风电装机容量100GW（包括内蒙古现有风电装机容量17.94GW），电量约200TWh。

1. 建设3～4回1000kV特高压交流输变电工程，向京津冀电网输送风电经济可用容量15～20GW（内蒙古风电装机约30～40GW），电量60～80TWh，建设抽水蓄能电站约3～4GW及相应配套交流输变电工程及辅助设备。

2. 建设蒙东至华东长三角地区两回±800kV容量10GW的特高压直流输电工程，输送风电经济可用容量16GW（内蒙古风电装机约32GW），电量64TWh，配套建设保证直流输电安全稳定运行的火电约4GW（发电量20TWh），抽水蓄能电站容量3.2GW及配套交流输变电工程及辅助设施。

3. 为满足内蒙古电网用电增长需要，本地用电风电装机由2013年17.94GW增加到28～38GW，配套建设抽水蓄能电站3～4GW及相应配套交流输变电工程及辅助设施。

以上约需投资共8700亿元。

2020 年、2030 年、2050 年内蒙古太阳能发展目标将分别为 600 万千瓦、7500 万千瓦、2.5 亿千瓦。

目前，针对太阳能地区发展规模的研究还比较少。从当前太阳能的发展形势来看，可以参考全国太阳能路线图的基本情景，在 2020 年、2030 年、2050 年全国光伏总装机容量将分别达到 1 亿千瓦、3 亿千瓦和 10 亿千瓦。考虑到内蒙古占全国领土面积的 1/9，且太阳能资源极其丰富，但内蒙古人口仅占全国总人口约 1/50，按照国家目前发展太阳能的思路和自治区能源开发的发展思路，未来近 10 年内蒙古太阳能发电将可能坚持以分布式为主，大型并网为辅，且区能源开发局已提出了到 2017 年规划全区太阳能发电装机达到 400 万千瓦，到 2020 年规划全区太阳能发电装机达 600 万千瓦的目标。2020 年之后，在分布式光伏已开发较高水平后，内蒙古光伏发展将仍以大型电站为主。从大型电站的资源和土地等条件来看，我国西藏、内蒙古、新疆、甘肃、青海等地是大型并网荒漠电站建设的主要区域，而内蒙古资源约占总资源的 1/4。综合以上考虑，确定未来 2030 年、2050 年内蒙古太阳能发电装机按全国总目标约 1/4 取值，未来 2020 年、2030 年、2050 年内蒙古太阳能发展目标将分别为 600 万千瓦、7500 万千瓦、2.5 亿千瓦。

未来发电量估计：风电按年利用小时数 2000 计算，太阳能按年利用小时数 1200 计算，水电按年利用小时数 3600 计算。生物质方面，因内蒙古不以农业为主，从能源利用角度来讲，相对于风能太阳能来讲，可用于生物质发电的利用量很小，暂不考虑。

综合上面的分析，判断未来内蒙古可再生能源发展的总体规模及前景如表 3-4、表 3-5 所示。

表 3-4　可再生能源现状及未来各阶段装机容量估计　　（单位：万千瓦）

指标	2012	2015	2020 中/高方案	2030 中/高方案	2050 中/高方案
总装机量	1770	2530	6630/10830	21730/30730	64230/75230
风电	1634	2100	5800/10000	14000/23000	39000/50000
太阳能	10	260	600	7500	25000
水电	110	170	230	230	230
垃圾发电	3.6				
其他生物质发电	11.6				

表 3-5　可再生能源现状及未来各阶段发电量估计　　（单位：亿千瓦时）

指标	2012	2015	2020 中/高方案	2030 中/高方案	2050 中/高方案
总发电量	324.2	492	1272/2112	3740/5540	10840/13040
风电	279	420	1160/2000	2800/4600	7800/10000
太阳能电站	2.2	32	72	900	3000
水电	43	40	40	40	40
垃圾发电	—				
其他生物质发电	—				

3.3 内蒙古可再生能源路径分析

内蒙古可再生能源发电行业的发展前景十分广阔，预计未来很长一段时间都将保持高速发展，同时盈利能力也将随着技术的逐渐成熟稳步提升。随着可再生能源技术的国产化和规模化，发电成本有望继续下降。

综合国家可再生能源发展目标，内蒙古可再生资源状况和技术进步潜力，同时结合国家电力需求、现有电网条件、未来电网建设规划，依据分析系统得出未来内蒙古自治区到 2020 年、2030 年和 2050 年风电装机容量分别为 5200 万千瓦、1.1 亿千瓦和 2.1 亿千瓦，光伏装机容量分别为 329 万千瓦、723 万千瓦和 2630 万千瓦。

内蒙古若采取更加严格的煤炭总量控制方案，创新发展新型能源，彻底改变内蒙古能源供需格局，那么可再生能源将会有更长远的发展前景。根据项目组测算，到 2020 年、2030 年和 2050 年风电装机容量分别为 6500 万千瓦、1.4 亿千瓦和 2.7 亿千瓦、光伏装机容量分别为 529 万千瓦、1318 万千瓦和 3302 万千瓦。

第四章　发展战略思路和目标

4.1　战略思路

深入贯彻党的十八大精神，以邓小平理论、“三个代表”重要思想、科学发展观为指导，按照加快培育和发展战略性新兴产业以及建立现代能源体系的要求，以合理控制能源消费总量、保障内蒙古经济社会持续健康发展为总体目标，加快推进能源领域的政策和体制机制变革；统筹协调可再生能源开发利用与民生改善需求，充分利用当地可再生能源资源以及电源条件、电网构架优势，以建设内蒙古“清洁能源输出基地” 为指导，规模化发展新能源可再生能源，大力提高清洁能源在内蒙古地区能源消费中的比重。

4.2　基本原则

——**集中开发与分散利用相结合**。根据内蒙古可再生能源资源和电力市场分布，科学规划可再生能源开发利用，在集中、连片建设可再生能源基地的同时，积极发展分布式能源，实现各种新能源发展模式的综合应用。

——**就地消纳与扩大外送相结合**。利用内蒙古电力发展基础及资源优势，开展体制机制创新，扩大分布式能源应用等工作，增强可再生能源就地消纳能力，在为区域经济发展提供清洁能源的同时，不断加强外送通道建设，帮助区内消纳低谷风电电力，扩大可再生能源消纳的范围。

——**可再生能源发展与改善民生工程相结合**。在城镇化发展过程中，积极开发应用各类可再生能源，加快推进风电清洁供暖工程，提高城乡居民生产生活水平，促进各项民生事业发展。

——**新技术示范与政策机制创新相结合**。结合当地资源条件，加快可再生能源技术的创新及技术集成应用，开展调度运行、补贴方式等政策体制机制创新；用新技术示范为政策体制创新提供有效支撑，以政策体制创新促进新技术示范及集成应用实施。

4.3　战略目标

实现风电、太阳能发电装机容量规划目标。在统筹可再生能源资源分布、电力并网和市场消纳等方面，继续推进可再生能源的规模化发展；加强电网系统建设和外送通道建设，增加可再生能源就地消纳能力，拓展可再生能源消纳范围和规模。到 2017 年，实现全区风电并网规模达到 3000 万千瓦，其中：蒙西 2000 万千瓦，蒙东 1000 万千瓦；实现全区太阳能发电装机达到 400 万千瓦。到 2020 年，实现全区风电并网规模达到 5800 万千瓦，其中：蒙西

3800 万千瓦，蒙东 2000 万千瓦；实现全区太阳能发电装机达到 600 万千瓦。

提高可再生能源发电量在内蒙古发电量中的比重。充分利用当地可再生能源资源，根据当地建设条件和用能特点，结合电源结构和电网架构，因地制宜开发利用可再生能源，不断提高可再生能源发电量在内蒙古总发电量中的比重。实现到 2017 年，可再生能源发电量占全区总发电量的比重超过 12%；到 2020 年，可再生能源发电量占全区总发电量的比重超过 15%。

第五章 战略重点

5.1 加强可再生能源的就地消纳

5.1.1 分析可再生能源与火电相融合的机制，研究协调两者间的利益关系

内蒙古属于电力严重过剩区域，在火电和风电等可再生能源发展上，存在着相互挤占电力空间问题。由于我国执行计划电量为核心的电力运行调度机制，并实施刚性的发电上网电价制度，电力系统内缺乏为波动性电源提供辅助服务的内在动力，也缺乏相关的制度安排。尽管我国在《节能发电调度办法》中将可再生能源发电机组列为优先发电，但在实际调度运行中这些要求并没有得到有效执行。建议内蒙古在现有开展的电力多边交易基础上，分析可再生能源与火电融合机制，研究协调两者的利益关系，做好计划模式向市场模式过渡的转变。

(1) 开展可再生能源与火电协调运行技术经济性研究。开展火电与可再生能源的联合调度运行示范，结合风电预测预报工作，探索风火联合调度运行技术；研究火电与可再生能源的优化运行方式下的技术经济性。

(2) 研究火电与可再生能源协调运行机制。结合负荷侧需求管理手段，提出适应可再生能源发电特性的峰谷电价、分时电价等政策管理措施；在此基础上，通过研究发电权交易、电力辅助服务等方式，探索火电与可再生能源协调运行机制。

5.1.2 探索可再生能源与工业能源消耗过程相结合的方式

研究可再生能源发电特性等，探索寻求对电量连续性、电能质量要求较低，可直接与可再生能源发电特性相匹配，或采用较少储能等技术手段可直接利用可再生能源电力的工业耗能企业，如利用风电制氢、可再生能源发电供热等，增加可再生能源在工业能源中的消耗比例，扩大可再生能源的消纳范围。

5.1.3 建立可再生能源优先发电的电力运行调度机制

风电、太阳能等可再生能源发电虽然存在着波动性和间歇性的特点，但随着气象观测手段的不断完善，以及风电、太阳能发电功率预测能力的不断提高，对不同时间尺度下可再生能源发电出力特性的预知水平也不断提高。因而，可在开展风电、太阳能发电功率预测预报技术研究等工作基础上，研究可再生能源调度新技术，深度挖掘火电调峰能源，进一步优化电力系统的电力、电量平衡方式，探索调度新模式，建立优先风能、太阳能发电的电力运行制度。具体可开展以下工作：

(1) 将风电功率预测预报纳入电力调度运行的应用示范。选择合适的区域，结合风电场历史运行数据、测风塔观测数据、地形地貌等数据，分析优化各种功率预测方法，提高调度

端风电功率预测结果的精度;分析将日前预测结果及 4 小时超短期预测滚动结果作为调度运行依据的可行性。

(2) 制定优先可再生能源发电的电力运行调度制度。在开展相关示范研究基础上,研究制定自治区优先风能、太阳能发电的电力运行调度制度,提出与气象部门开展合作的机制,进一步明确区域内风电场、光伏电站的历史运行数据和风资源观测数据上报格式及上报途径等工作要求,研究提高风电、太阳能发电功率预测精度的工作思路,明确中长期、短期、超短期预测结果作为发电计划制定依据的管理技术要求,将可再生能源发电的"容量"和"电量"效益都纳入发电计划管理。

(3) 建立风电场发电受限认定制度和争议协调解决机制。将风电功率预测结果作为风电场发电计划曲线的制定依据,明确风电场"保障性"收购的基准;建立风电场发电受限认定制度,对未执行可再生能源发电优先上网和全额保障性收购有关规定造成的风电并网运行受限电量采取经济赔偿等措施;针对编制的风电发电计划、电网运行接纳风电存在技术限制、受限电量认定等问题,建立争议协调解决机制。

5.1.4 研究推进城镇化过程中,可再生能源的深度参与方式和潜力

当前国家在大力推进城镇化建设。许多小城镇在发展过程中将新增大量的能源需求,针对内蒙古风能资源和太阳能资源非常丰富的特点,建议在小城市规划、设计、建设等阶段,结合当地的资源条件,积极探索可再生能源在小城镇建设中的应用方式和潜力,如采用城市街道采用风光互补路灯,居民屋顶安装太阳能供热水、安装智能电表增加负荷侧相应能力等,不断挖掘新能源在小城镇中的应用,加大可再生能源的深度参与能力。

在小城镇建设过程中,当前利用可再生能源技术比较成熟的有"清洁电力供暖",满足居民的冬季供暖。从内蒙古和吉林两地组织实施了 7 个风电供暖示范项目来看,风电供暖既减少了煤炭消费,改善了居民生活环境,还充分利用了清洁的电力,减少了风电弃风,增加了清洁能源使用,是促进风电消纳、实现节能减排、治理大气污染的有效手段。

内蒙古作为国家重要的能源输出基地,未来也将面临严峻的环境问题。建议把风电供暖作为风电开发利用的重要方面,在小城镇建设中根据当地条件,加快推进小城镇新建小区的风电供热。

城镇清洁电力供暖的重点工作包括:

(1) 探索高效风电供热技术、建设运营模式和相关政策体系。开展电蓄热锅炉制热和储热技术研究,优化热力站技术方案;开展热力站电蓄热锅炉与风电场的联合调度运行示范,实现风电场和热力站的统一调度;探索有效提高供热效率和经济性的运营模式,研究制定峰谷电价等保障措施,进一步落实风电供热扶持政策。

(2) 做好风电供暖地方规划,积极推广。建议结合当地小城镇建设规划、规模、风电场规划建设等,提前筹划风电供热项目,制定风电供暖目标,加快推进风电替代燃煤小锅炉为新建小区供暖。

5.1.5 开展热电联产技术改造示范,为规模化发展提供技术支撑

内蒙古电源结构主要以火电为主,特别是热电联产机组比重较高,缺乏燃气发电和水电等更加灵活的电源。热电联产虽提高了燃料利用效率,但由于热电联产机组"最小技术出

力”较高，调峰能力受到了很大限制，制约了风电等可再生能源的发展。

在国外风电发展比例较高的国家，都具有较完善的提高热电联产机组灵活调节能力的技术手段。如丹麦风电已在电力消费比例中占30%，丹麦所有大型热电联产机组都对传统设备进行了改造，新配备了电热锅炉、热泵和储热罐等设备，目的是在系统内电力过剩时，通过电热锅炉和热泵将过剩电力以及风电转换为热能输往地区供热系统；当热能过剩时，将多余的热能存储在储热罐中，用于调节高峰热负荷，以提高风电大发季节的负荷调节能力。

针对内蒙古冬季供热的刚性需求，以及缺乏灵活调节电源且风能资源丰富等特点，建议开展热电联产技术改造示范，增加热电联产机组灵活性，为下一步风电等可再生能源的规模化发展提供有力支撑。

(1) 研究热电厂技术改造设计方案。开展供热机组灵活运行的技术创新，并参照丹麦的成功经验，研究相关装备设计、制造及系统集成和运营技术；研究增加电热锅炉、储热罐等配套设施，提高热电厂出力灵活性的可行方案。

(2) 开展热电厂供热、发电调度运行机制，分析示范项目的技术经济性及运行机制和保障措施研究。探索建立供热机组与可再生能源发电联合调度运行策略，在此基础上研究提出相关经济激励政策，合理确定可再生能源电力、热力的价格机制，实现技术和应用模式的创新。

5.1.6　推进分布式可再生能源在城市和工业园区的大规模应用

发挥内蒙古太阳能资源优越，各类产业园区分布广、厂房屋顶数量多、工业电力负荷需求大的优势，通过统一规划、统一管理的方式，建设若干个分布式光伏综合示范区建设，推动分布式光伏的规模化应用。具体可开展以下工作：

(1) 出台促进当地分布式光伏规模化发展政策。综合考虑公用建筑、工业建筑、居民建筑等不同的建筑屋顶，及不同目录用电价格水平，结合光伏产品价格变化趋势，研究不同类型建筑屋顶分布式光伏系统的经济性，在国家分布式补贴的基础上，出台促进当地规模化分布式发展的补贴政策等。

(2) 研究促进分布式光伏发展的商业应用模式。目前分布式光伏开放运行模式及融资方式还有待进一步创新，可针对合同能源管理、自建自用等不同分布式光伏系统开发模式，综合考虑各类融资方式、光伏系统后期管理运行需要，探索在内蒙古地区规模化发展分布式光伏系统的商业开发模式。

(3) 规划建设若干新能源城市和示范工业园区。目前国家能源局正在积极推进新能源城市和光伏工业园区的规划建设，内蒙古可以在上述研究基础上，规划建设若干新能源城市和示范工业园区，通过加快示范区新能源的发展，推动全区分布式光伏的规模化发展。

5.2　加强外送通道建设，扩大可再生能源消纳范围

至2013年底，内蒙古全区风电并网容量1849万千瓦，已占总装机容量的26.4%。如要实现可再生能源进一步的规模化发展，必须深入挖掘现有输电外送通道，并在拟新建外送通道中，充分考虑优先可再生能源输送的综合技术方案。同时，应积极争取开展更大的风电发展规模和外送通道建设。

因此，在当前一段时期内，内蒙古地区需要重点开展以下工作：

(1) 开展区域协调，研究跨区消纳方案。充分利用华北电网优势，积极与华北电网协调，研究通过临时交易或协商改变合同等方式，帮助区内消纳低谷风电电力。如在加强风电功率预测基础上，将风电年度可发电量纳入系统电量平衡及年度发电计划的制定；根据风电功率短期预测结果和两端负荷情况，对部分时段的送电曲线进行灵活调节，优化调度运行方式，帮助区内消纳低谷风电电力，实现更大范围的风电消纳。

(2) 做好清洁能源基地规划和建设。结合国家提出的通道建设方案，统筹考虑煤炭资源、水资源和生态环境支撑能力等因素，提出科学合理的火电项目规划建设方案；同时，加强可再生能源资源评估和项目选址，按照可再生能源优先，在确保电力系统安全稳定运行和项目建设经济性的基础上，按照输送电量中清洁能源占比最大的原则，做好可再生能源基地规划和建设工作，提出科学的风电、光伏发电项目建设方案，保障清洁能源基地科学有序建设。

(3) 推进输电工程建设，探索高比例可再生能源外送。加强输电工程的前期论证工作，积极推进外送输电工程建设，结合哈密至郑州800千伏特高压直流输电工程主要技术经济指标，统筹考虑地区火电、水电、可再生能源发电和电网发展，统筹考虑送端、受端电网的调峰能力，在现有国家已批复的锡盟-山东、锡盟-江苏、蒙西-山东、蒙西-天津的四条特高压外送通道中，以可再生能源为主、火电为辅的思路，研究制定较高比例可再生能源占比的工程建设方案，确保可再生能源电力的全额上网和可靠送出。

(4) 提出内蒙古大规模风电的发展战略，进一步开展风电资源核查工作，开展大规模风电外送的风电场优化配置方案及输电线规划方案技术经济性等研究，争取实现到2030年内蒙古规划建设230GW大型风电基地向华北、华东电网送电的战略方案。

第六章　保 障 措 施

6.1　组织保障

加强组织领导，健全协调管理。成立“内蒙古自治区可再生能源综合示范区建设工作领导小组”，负责可再生能源建设重大问题的决策、协调和推进工作。自治区政府主管副主席任领导小组组长，发改委主任担任副组长，成员包括：发改委、经济和信息化委员会（经信委）、财政厅、科技厅、国土资源厅、住房城乡建设厅（住建厅）、农牧厅、气象局、自治区电力公司及各市县政府相关负责人。领导小组办公室设在自治区发改委，负责跟踪了解可再生能源建设进展情况、协调解决工作中出现的问题、监督落实领导小组做出的各项措施决议。

建立考核制度，确保目标实现。根据“战略任务”内容，将各项任务分解到自治区政府相关部门、各级地方政府和相关企业，明确各单位的责任，并将目标完成情况作为各部门年终业绩考核的内容。相关部门、各级地方政府和企业要落实各项实施条件，制定工作计划，按期、保质保量完成任务。自治区发改委要充分发挥综合管理部门的协调作用，密切跟踪了解各项任务进展情况，及时向领导小组和自治区政府报告，为自治区政府对相关单位年终业绩考核提供参考。

6.2　政策保障

强化政策引导，完善激励机制。将可再生能源开发应用纳入城市与农村建设规划，明确城市与农村建设规划审核评估体系应包含相关可再生能源的专项内容。积极贯彻国家关于可再生能源产业发展的各项政策措施，按照国家相关规定落实可再生能源企业所得税、增值税、进口专用设备关税和进口环节税等减免措施；积极支持可再生能源企业申报国家各类重大专项项目。对可再生能源项目在财政、税收、土地、环保、人才保障等方面予以全面支持；在保障电网安全运行的条件下，全额收购上网电量，及时足额结算电费。

开展政策创新，突破体制机制束缚。在国家相关主管部门支持下，积极开展电价补贴、电网协调运行、分布式可再生能源开发、可再生能源开发利益分配等方面的政策创新。建议开展差异化分布式光伏电价补贴政策试点。对内蒙古申报国家级综合示范区的相关项目给予政策倾斜，重点支持可再生能源示范城市、分布式光伏示范区等国家示范工程项目；加大对民生和生态文明建设等项目的支持力度，促进可再生能源体制机制和发展模式创新。

加大财政投入，拓宽融资渠道。支持区内可再生能源装备制造业发展、可再生能源产业重点技术研发、可再生能源应用试点示范等项目。帮助企业与金融机构建立沟通协调机制，搭建银企对接合作平台，引导金融、投资和担保企业，优先为可再生能源项目提供贷款；鼓励

民间资本、创业投资资本参与可再生能源企业投资；优先支持合格的可再生能源企业在境内外上市、发行债券及上市再融资。

加强能力建设，优化配套服务。建立以企业为主体的技术创新体系，鼓励产学研结合，创建国家级可再生能源研发中心，增强自主创新能力。通过多种途径，引进消化吸收国外可再生能源先进技术，加强国内外的交流与合作，不断提升可再生能源技术水平和管理水平。进一步做好可再生能源资源调查和评估工作，为可再生能源开发利用提供有力支撑。科学简化可再生能源项目核准程序，制定可再生能源产业相关管理文件，提高可再生能源项目审批工作效率。支持建立可再生能源行业协会/商会等民间机构，促进政府和企业之间的沟通和交流。

分报告七

内蒙古自治区区内外能源需求研究

报 告 说 明

内蒙古自治区位于中国北部边疆，横跨东北、华北、西北三大区。土地总面积 118.3 万平方公里，占全国总面积的 12.3%，在全国各省、市、自治区中名列第三位。东南西与 8 省区毗邻，北与蒙古国、俄罗斯接壤，国境线长 4200 公里。内蒙古地域辽阔，资源富集，是我国重要的能源生产与输出大省，供应我国其他省份，尤其是华北、华东、东北等地区日益增长的能源需求。同时，近年来内蒙古经济持续快速发展，连续多年 GDP 增速全国第一；居民生活水平不断提高，社会面貌焕然一新，消费模式逐步升级；工业发展迅速，重化工特征明显，与此同时，内蒙古自治区自身能源需求也在不断增加。

在这样的背景下，本报告致力于研究两个核心主题：一是"十三五"及中长期内蒙古区内能源需求分析；二是"十三五"及中长期内蒙古区外能源需求分析。研究目的致力于使内蒙古更好地了解未来区内外能源市场需求，更科学高效地安排本地能源生产和布局，从而更好地保障国家的能源供应和能源安全，推进能源生产与消费革命。

本报告的研究框架主要包括以下内容。第一，概述内蒙古区内外能源消费现状，结合经济社会发展趋势，分析区内外能源消费特征。第二，分析未来内蒙古区内能源需求的影响因素及其趋势，据此从宏观层面展望未来内蒙古区内能源需求情景（总量与结构）。第三，分析未来内蒙古区外能源需求总量，以及外省调入内蒙古能源的影响因素，据此展望未来区外其他省份对内蒙古能源的需求情景。第四，总结主要结论，并提出政策建议。

分析内蒙古区内能源需求，主要有从上至下与从下至上两种研究思路。其中，从上至下的研究思路以经济社会发展与能源消费的关系为基础，通过对宏观社会经济指标，如经济增长、产业结构、人口规模、城镇化水平、高耗能行业发展等方面指标的影响因素解析与趋势的判断，再结合对能源效率指标的分析，得出对未来区内能源需求的展望与情景分析，这也是本报告选用的方法。而从下至上的研究思路主要使用"部门分析法"，基于能源消费的具体流向，从工业、交通、建筑、居民等部门能源消费分析，进而加总得出区内能源需求，这是内蒙古能源经济路径模拟系统选用的方法，本报告也会将两种研究方法得出的结论进行比较与对接。

分析内蒙古区外能源需求，包含两个层面的问题。一是区外能源需求总量，即全国除内蒙古外其他省份的能源总需求，这些省份是调入内蒙古能源的潜在消费主体，其能源需求总量构成内蒙古作为能源生产基地与能源外调大省所面对的区外消费市场。当然，这些省份的能源需求可以通过本省生产、从其他省份调入、从国外进口等多种渠道满足。二是区外从内蒙古这一能源生产省份调入能源的实际需求，取决于多方面的因素，如区位、能源大省间的协同与竞争、通道建设、国际市场影响等。本研究也会尝试对这些因素进行分析。

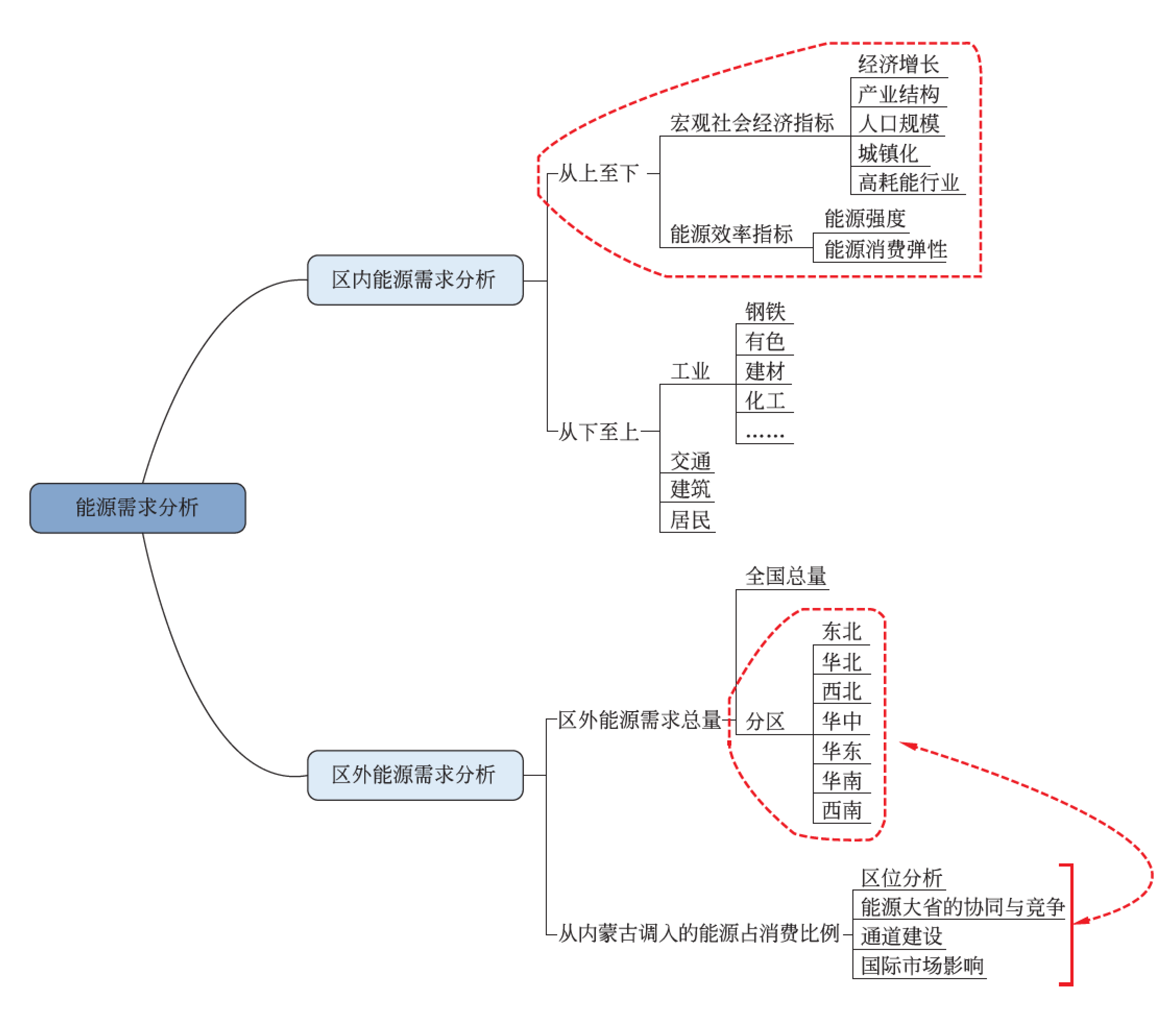


图 1　内蒙古区内外能源需求分析框架

第一章　内蒙古区内外能源消费现状

内蒙古是我国重要的能源生产基地，外送大量能源满足区外其他省份的能源需求，本地能源消费规模也随着经济社会发展而迅速增加，尤其煤炭消费量急速扩大。本节主要解析内蒙古区内能源消费现状与总体特征，以及全国能源消费的区域特征与内蒙古能源调出的规模与流向，全面地描绘内蒙古目前面临的区内外市场特征。

1.1　内蒙古区内能源消费现状及总体特征

1.1.1　能源消费规模迅速扩张，但增速呈现放缓趋势

随着内蒙古社会经济的不断发展，内蒙古的能源消费总量也在稳步增加。根据《内蒙古统计年鉴》的数据，内蒙古能源消费经历了1985—2000年的中低速增长，而后进入高速增长阶段，近些年增速有所下降，但是内蒙古的能源消费已形成庞大的规模（见图1-1）。

具体来看，1990年内蒙古的能源消费总量（当量值）仅为2505万吨标准煤，2000年增长至3938万吨标准煤，是1990年的1.6倍，年均增长率为5.0%，年均增长量为143万吨标准煤；2010年增长至18882万吨标准煤，是2000年的4.8倍，年均增长率达17.0%，年均增长量为1494万吨标准煤；近几年内蒙古能源消费增速虽有所下降，但是仍保持在10%以上。2012年内蒙古能源消费总量已超过2亿吨标准煤。

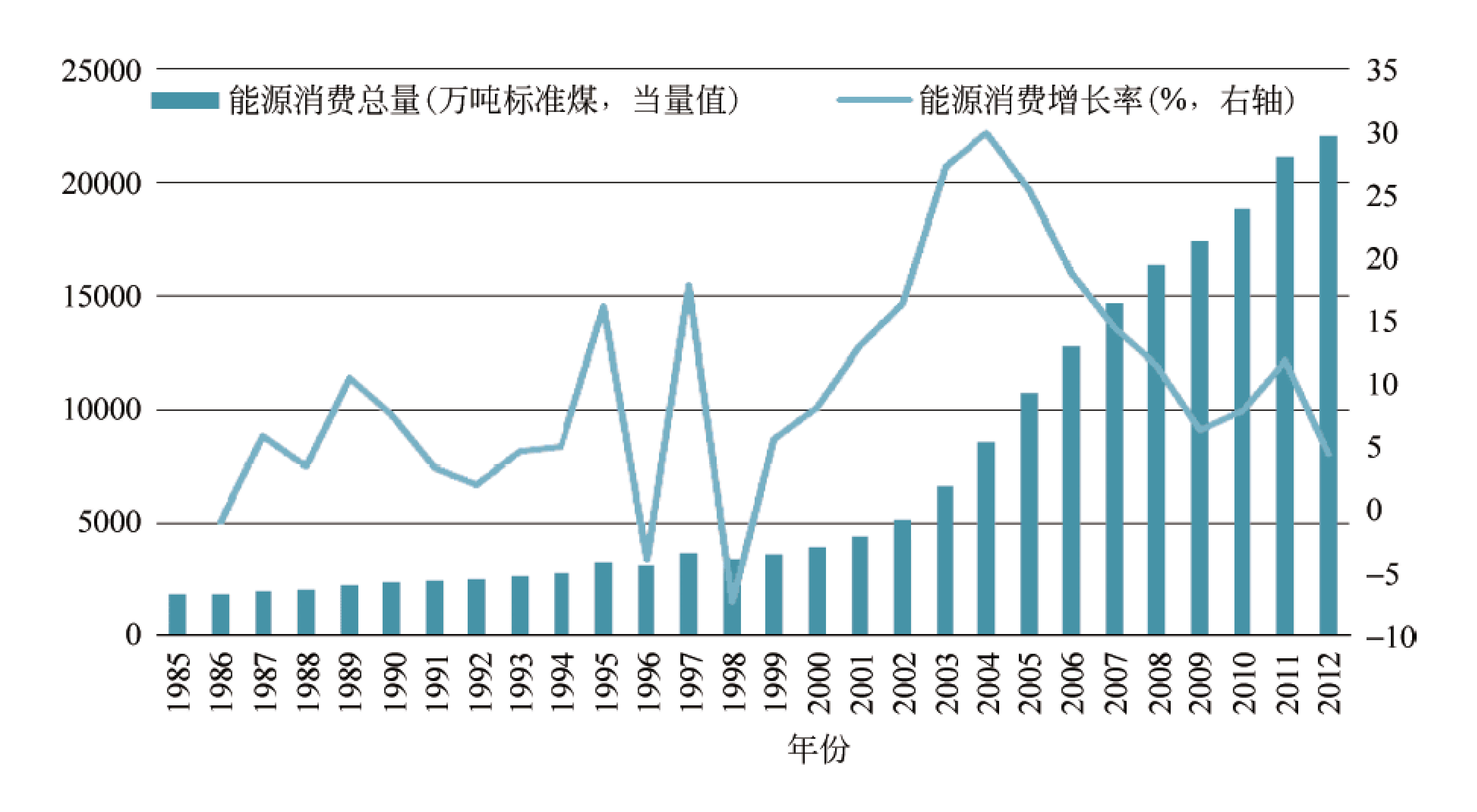


图1-1　内蒙古能源消费总量与增长趋势

（资料来源：内蒙古统计年鉴2013）

内蒙古逐渐成为我国的能源消费大省。从内蒙古与全国的能源消费对比来看，2012 年内蒙古约消耗了全国 5.5％的能源、10.4％的煤炭、2.7％的石油、2.6％的天然气、4.1％的电力，在全国各省份中处于中游偏上的位置，尤其是内蒙古消耗了全国超过 1/10 的煤炭，作为煤炭生产基地，同时也是煤炭消费大省（见表 1-1）。

表 1-1　2012 年内蒙古能源消费在全国占比

能源消费	内蒙古（2012）	全国（2012）	内蒙古占比
煤炭（万吨）	36620	352647	10.4％
石油（万吨）	1278	47651	2.7％
天然气（亿立方米）	37.84	1463	2.6％
电力（亿千瓦时）	2017	49763	4.1％

资料来源：中国能源统计年鉴 2013。

1.1.2　能源消费结构呈现明显的“一煤独大”特征

煤炭在内蒙古能源消费中长期居于主导地位，石油、天然气及一次电力等占比均较低。根据《内蒙古统计年鉴》对内蒙古能源消费构成的统计，2005 年至 2012 年，内蒙古煤炭消费占比一直高于 85％，显著高于全国平均水平，虽然也呈小幅下降趋势，从 2005 年的 90.44％下降至 2012 年的 87.59％，但仍是内蒙古消耗的最主要的能源品种（见图 1-2）。石油占比维持在 9％左右，较为稳定；而天然气、一次电力等清洁能源的消费占比虽有缓慢提升，但是其比例仍非常之低，2012 年分别为 2.30％与 1.75％。

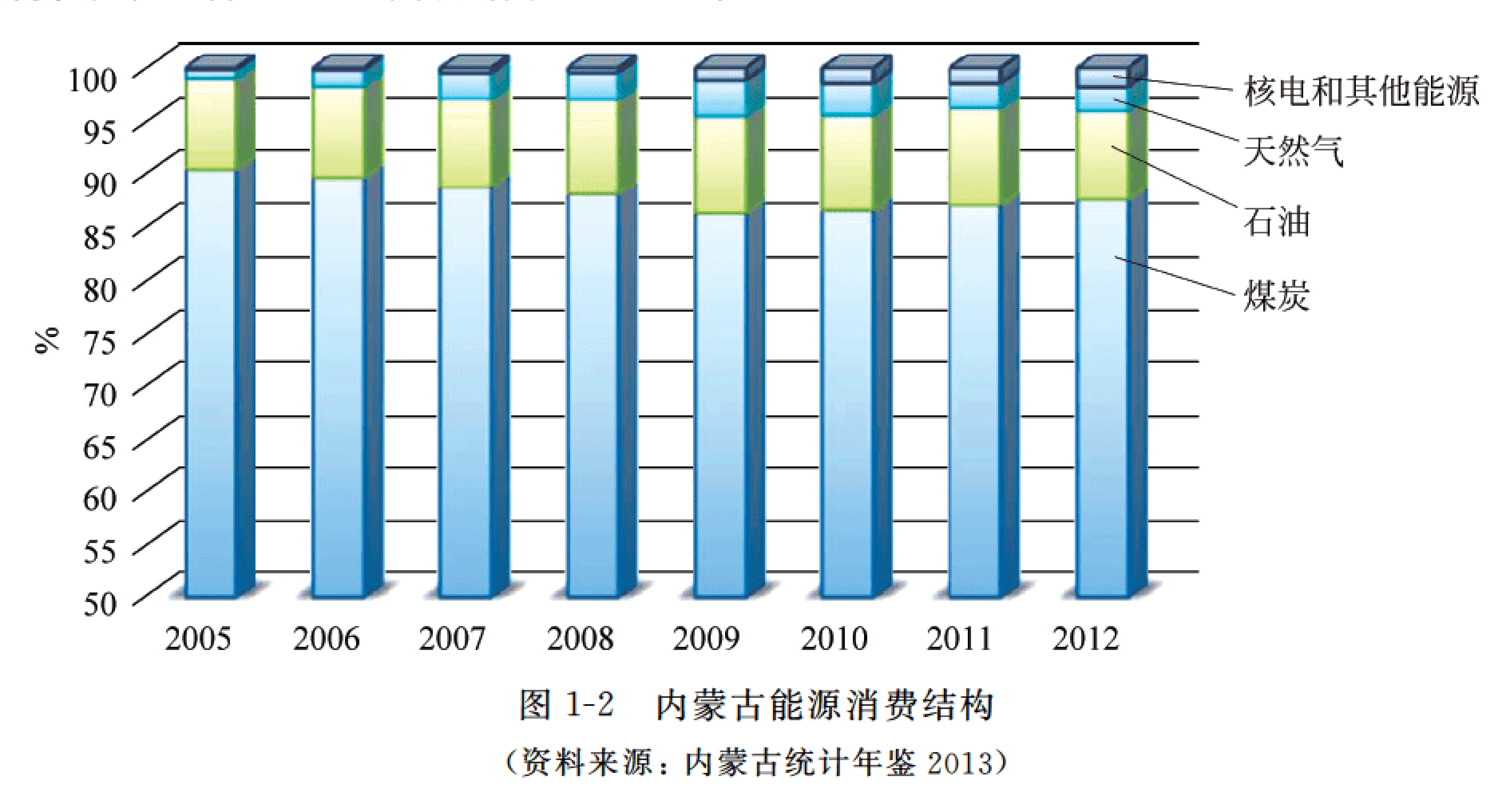


图 1-2　内蒙古能源消费结构

（资料来源：内蒙古统计年鉴 2013）

从能源品种来看，内蒙古的电力与煤炭消费量保持着较快增长，并呈现明显的阶段性特征。2000 年以来，伴随着内蒙古经济的迅速发展与工业化的快速推进，电力与煤炭的消费年增速一度维持在超过 20％ 的区间，近年来，由于区内外经济下行的宏观背景，煤炭消费增速在 2012 年已降至 6％，而电力增速仍有 10％。油气消费量波动较为明显，有些年份出现了下降，两者在内蒙古能源消费中暂时还处于较为次要的位置，规模并不大。

从内蒙古能源消费结构与全国的对比来看，内蒙古煤炭消费占比明显高于全国水平，而石油、天然气、一次电力占比低于全国水平，其中石油占比差距尤为明显。2012 年数据显示，内蒙古煤炭消费占比超过全国 17 个百分点（见图 1-3、图 1-4）。

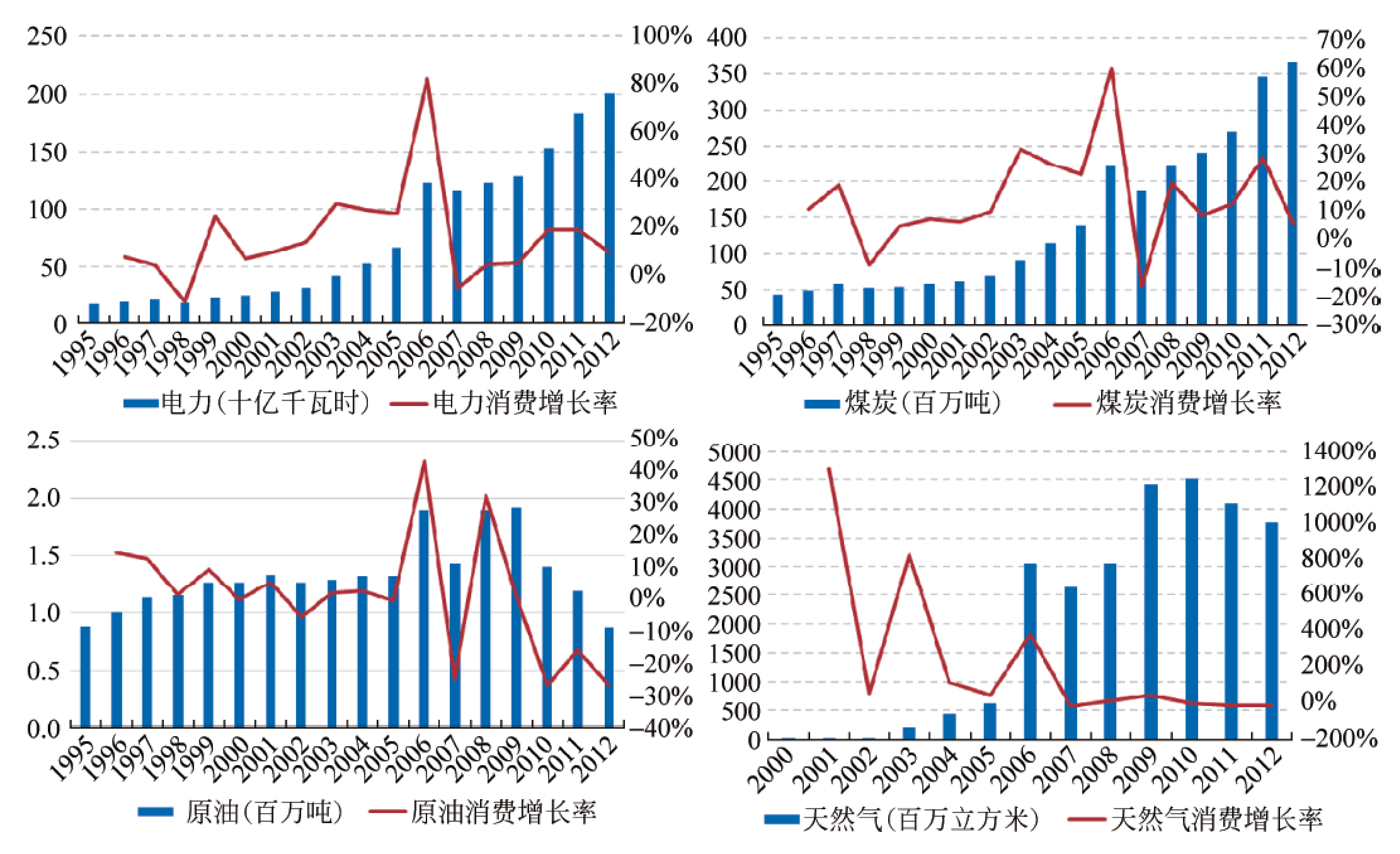


图 1-3 内蒙古分品种能源消费与增速

(资料来源：CEIC 数据库)

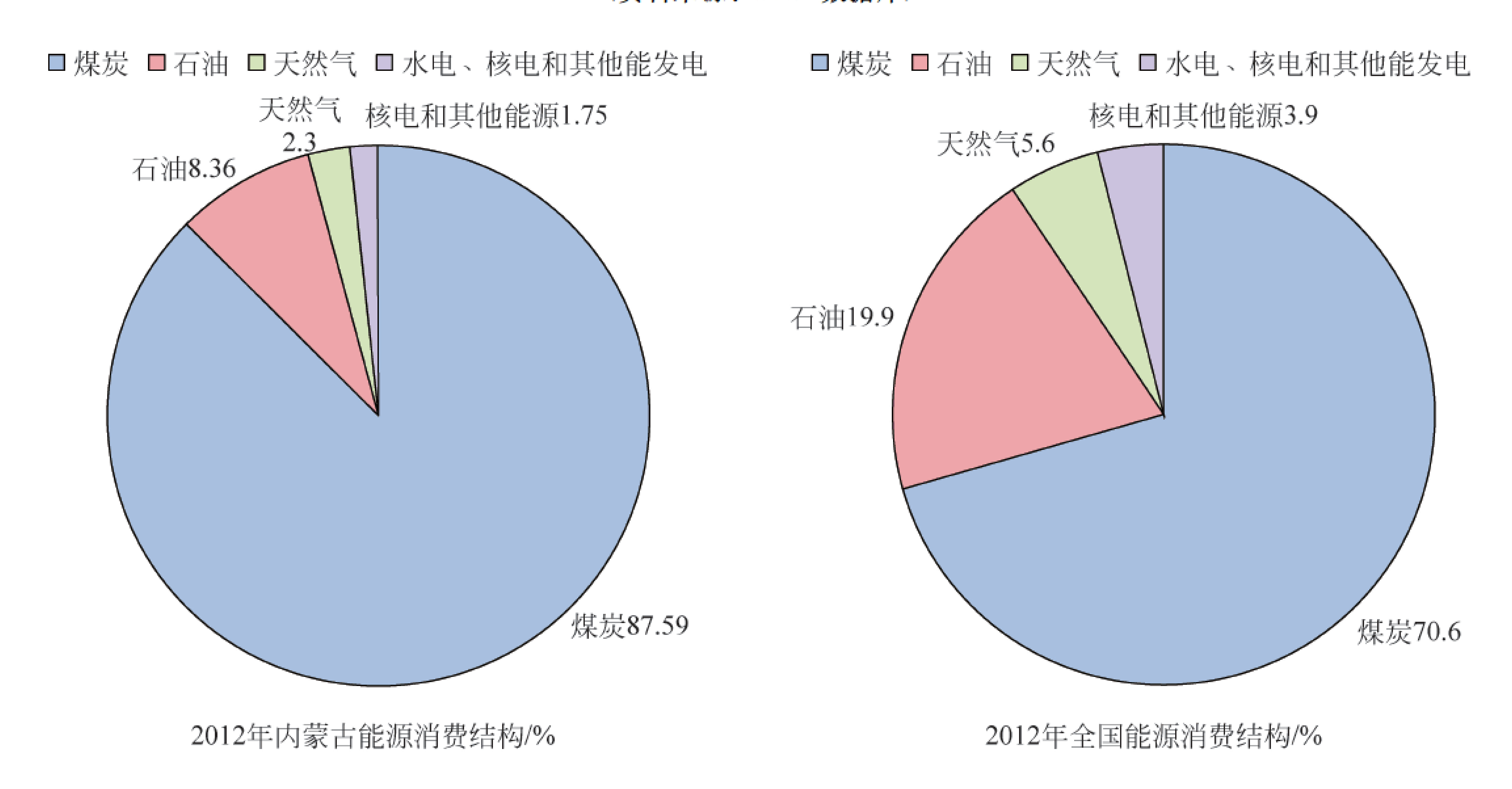


图 1-4 内蒙古能源消费结构与全国对比

(资料来源：内蒙古统计年鉴 2013，中国能源统计年鉴 2013)

1.1.3 能源消费集中于工业和高耗能部门

内蒙古能源消费的行业结构也呈现明显的向工业部门集中的特征。从统计数据看，工业能源消费占比呈现倒 U 形特征。1985 年以来，工业能源消费占比稳步上升，长期高于 50%；尤其是 2000 年以来，随着内蒙古工业经济的迅速发展，工业能耗占比一度高于 80%；近年来这一

比例有所降低，但 2012 年仍达 68.7%。内蒙古工业能耗占比与全国情况相似（见图 1-5）。

其他行业的能源消费占比保持较为稳定的水平，农、林、牧、渔业占比维持在 2%～3% 的区间；批发和零售贸易餐饮业维持在 1%～3% 的区间。交通运输和邮电通信业占比一度变动幅度较大，但 2005 年后维持在 6%～7.5% 的区间；建筑业占比长期维持在 1%～2% 的区间。生活消费占比稳步提升，从 2000 年的 6% 上升至 2012 年的 10%。

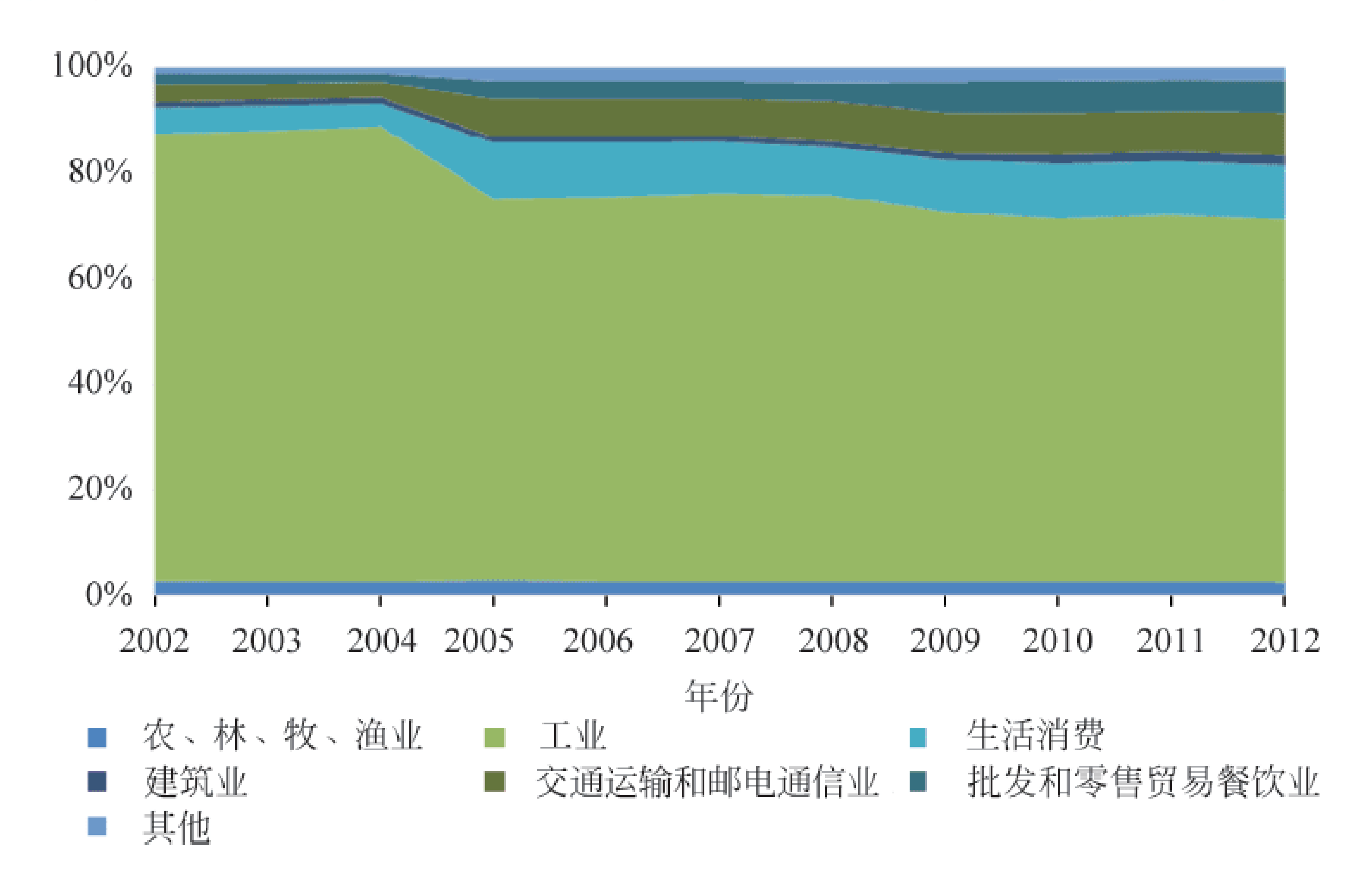


图 1-5　内蒙古能源消费的行业结构

（资料来源：内蒙古统计年鉴 2013）

具体从工业分行业的综合能源消费看，以 2012 年的数据为例，重工业能源消费比重为 96.8%，轻工业仅占 3.2%，这既与内蒙古工业结构以重工业为主相关，也与重工业能耗显著高于轻工业有关。分部门看，制造业，采矿业，电力、燃气及水的生产和供应业分别占 48.8%、13.7% 和 37.5%。高耗能行业不仅在内蒙古工业体系中占据重要地位，也是内蒙古的能源消费大户（见图 1-6）。其中，黑色金属冶炼和压延加工业、有色金属冶炼和压延加工业、非金属矿物制品业、石油加工炼焦和核燃料加工业 、化学原料和化学制品制造业的能

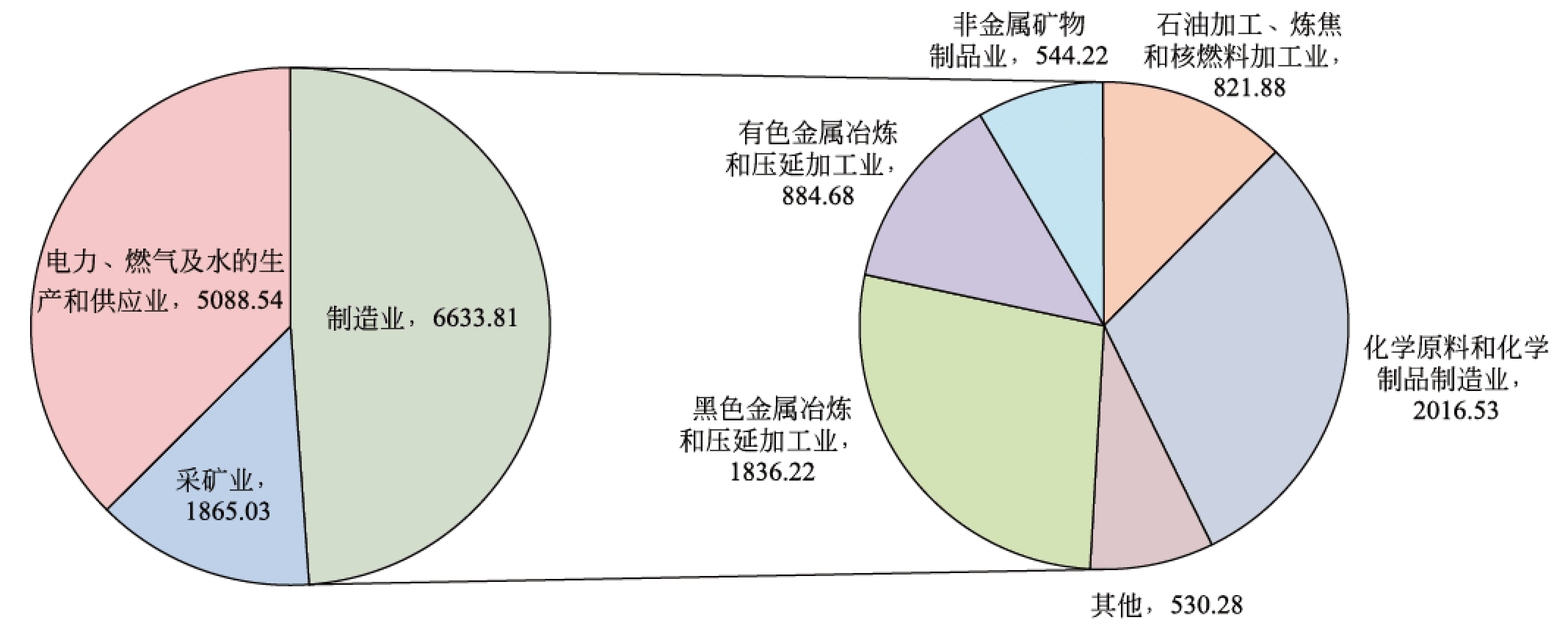


图 1-6　2012 年内蒙古工业分行业综合能源消费

（资料来源：内蒙古统计年鉴 2013）

源消费占比分别为 13.51%、6.51%、4.01%、6.05%、14.84%。内蒙古的能源消费规模与结构，与其工业结构和发展趋势密切相关。

煤炭是内蒙古能源消费结构中最主要的品种，也是工业生产最为重要的燃料和原料。在煤炭消费流向方面，内蒙古煤炭工业局分行业煤炭消费数据（见表 1-2）显示，内蒙古区内煤炭消费主要用于电力行业，占比接近 50%，其次分别为化工、建材与冶金。这些行业，尤其是电力行业的发展趋势将决定内蒙古煤炭消费的规模。

表 1-2　内蒙古煤炭分行业消费流向　　单位：万吨

	2006 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年
总销售量	29100	78000	97500	107100	105000
区内	12964	33000	37000	40966	43000
电力	8772	16500	18473	20686	21300
冶金	1495	3010	2203	2043	2100
化工	1607	3250	6047	6576	7600
建材	250	875	1827	2631	3000
其他	840	9365	8450	9030	9000

资料来源：内蒙古煤炭工业局。

1.1.4　能源消费强度逐年下降，人均能源消费量稳步上升

随着能源利用技术的进步与能源利用效率的提高，内蒙古的能源消费强度逐年下降。然而，由于当地的产业结构与布局、能源的消费习惯、技术水平以及地理气候等因素，内蒙古的能源强度仍高于全国（见图 1-7）。1990 年，全国单位 GDP 能耗为 5.32 吨标准煤/万元，内蒙古为 7.59 吨标准煤/万元；2000 年分别为 1.47 吨标准煤/万元与 2.31 吨标准煤/万元；2010 年分别为 0.81 吨标准煤/万元与 1.92 吨标准煤/万元；2012 年分别为 0.76 吨标准煤/万元与 1.33 吨标准煤/万元。从趋势上看，内蒙古能源强度与全国的差距正在逐渐缩小，这是内蒙古产业结构调整、节能减排、能源利用技术提高等因素综合作用的结果。

内蒙古人均能源消费量明显高于全国水平，2000 年以来，两者差距迅速拉大。数据显示，1990 年全国人均能源消费量为 869 千克标准煤，内蒙古为 1121 千克标准煤，内蒙古人均能源消费量为全国的 1.29 倍；2000 年为 1153 千克标准煤，年均增长率为 2.87%，内蒙古为 1660 千克标准煤，年均增长率为 4%，内蒙古人均能源消费量为全国的 1.44 倍；2010 年，全国为 2429 千克标准煤，年均增长率为 7.74%，内蒙古为 7638 千克标准煤，年均增长率为 16.5%，内蒙古人均能源消费量已达全国的 3.15 倍。2012 年，全国与内蒙古分别为 2678 千克标准煤与 8878 千克标准煤，后者为前者的 3.32 倍。从图 1-8 可以看出，内蒙古人均能源消费增长率显著快于全国水平，且仍处于加速趋势。

1.2　内蒙古区外能源消费现状及总体特征

内蒙古是能源调出大省，是国家重要的能源生产基地，在满足区外其他省份能源需求方面发挥重要作用。而庞大的区外能源市场需求进一步支撑着内蒙古能源产业蓬勃发展，内

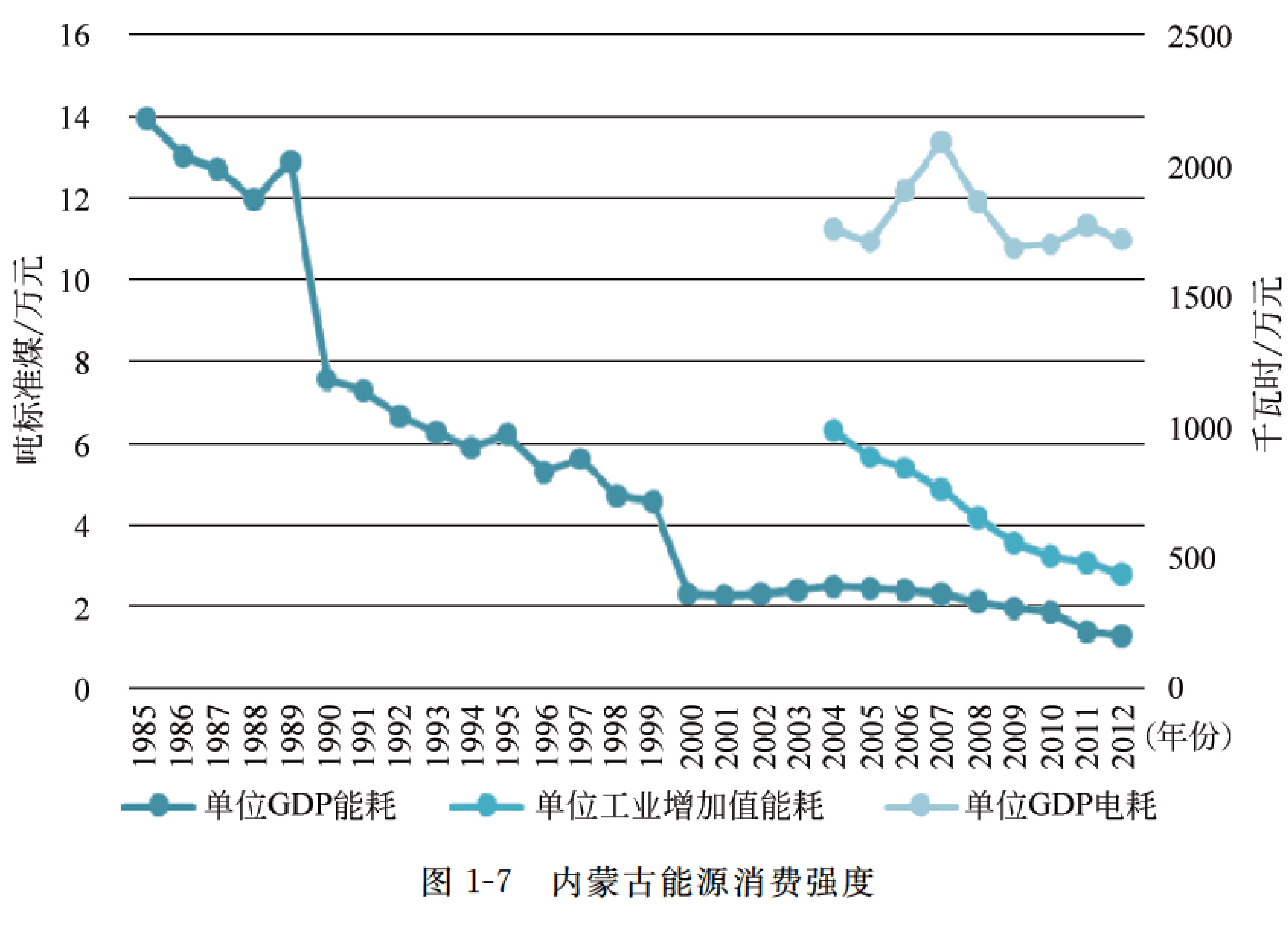


图 1-7　内蒙古能源消费强度

内蒙古人均能源消费(吨标准煤/人)
全国人均能源消费(吨标准煤/人)
(年份)

图 1-8　内蒙古人均能源消费量

蒙古经济增长的"黄金十年"与能源生产与外输的经济活动密切相关。本节将解析内蒙古能源外调现状与区外能源的消费情况。

1.2.1　内蒙古能源调出规模与流向

近 10 年来,内蒙古能源输出规模迅速扩大,逐步奠定了国家重要能源基地的地位。内蒙古每年向区外调出大量能源资源,煤炭、天然气、电力是主要调出品种(见图 1-9)。煤电气调出量均稳步增长,其中煤炭、天然气调出量增速较快。根据《中国能源统计年鉴》与 CEIC 数据库的数据,对比内蒙古能源调出量与本地能源消费量,煤炭调出方面,2004 年内蒙古煤炭调出量为 1.15 亿吨,本地消费量为 1.14 亿吨,2012 年则分别为 7.11 亿吨与 3.66 亿吨,煤炭调出量超出本地消费量,约为后者的 2 倍。油品调出量较小,2012 年仅为 160 万吨,远低于本地消费量。天然气调出方面,2004 年内蒙古天然气调出量为 12.8 亿立方米,本地消

费量为4.4亿立方米，2012年则分别为214亿立方米与37.8亿立方米，调出量约为本地消费量的4倍，本地消费量近年增速较为平缓，而调出量仍快速增加。电力调出量与消费量均稳步增长，本地消费量略高于电力调出量，2012年分别为2017亿千瓦时与1337亿千瓦时。

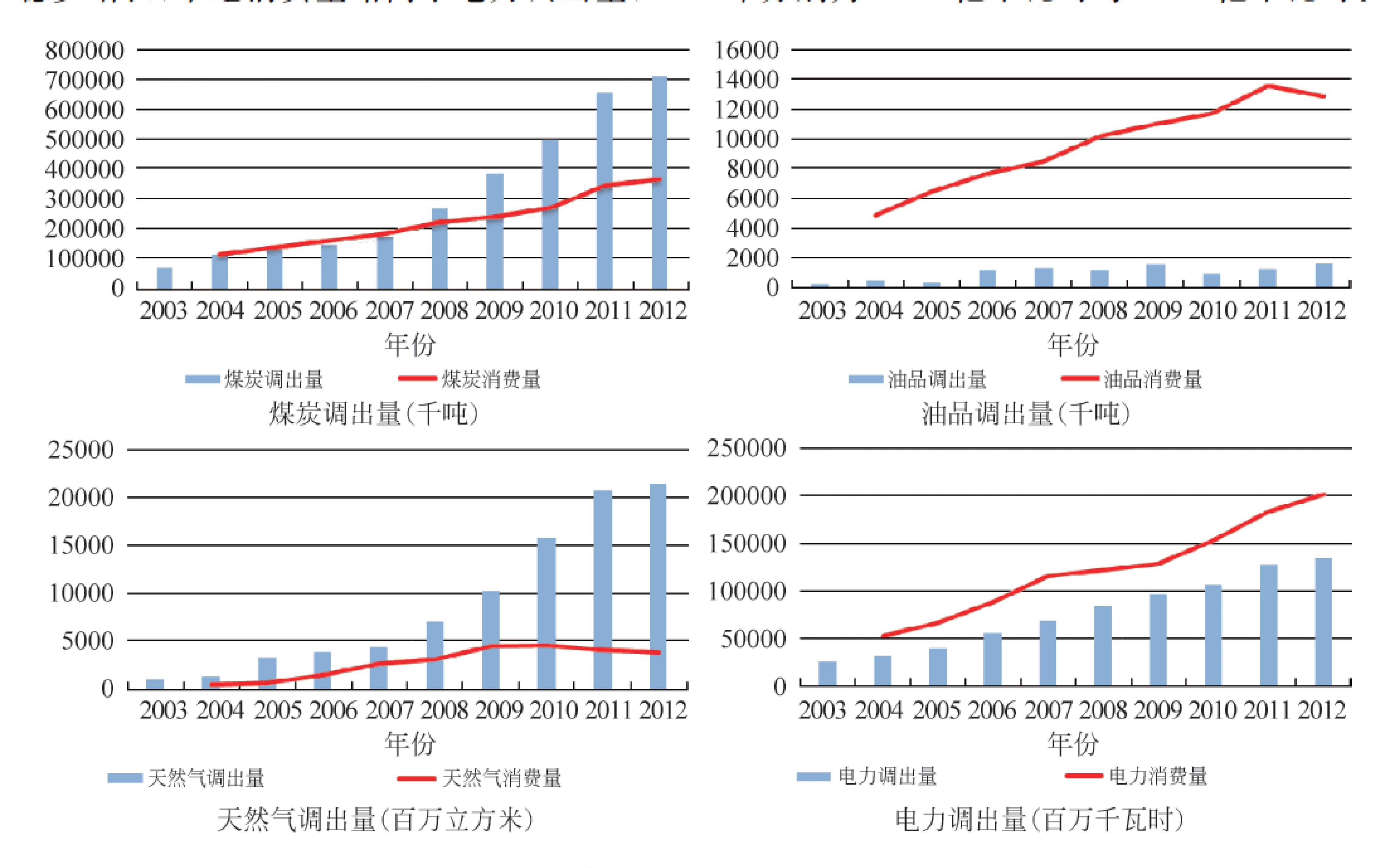


图 1-9　内蒙古能源调出量(2003—2012)

进一步分析，内蒙古的能源外调在满足区外能源需求方面的作用越来越突出。根据课题组计算，2012年内蒙古向区外的煤炭外调量满足了区外接近1/4的煤炭需求，其次天然气外调量满足了区外超过1/7的天然气需求，近年来其比例不断攀升。电力外调虽然仅满足区外消费的2.8%，但是比例也呈上升趋势，油品外调量较少，比例也一直稳定在0.25%左右(见图1-10)。

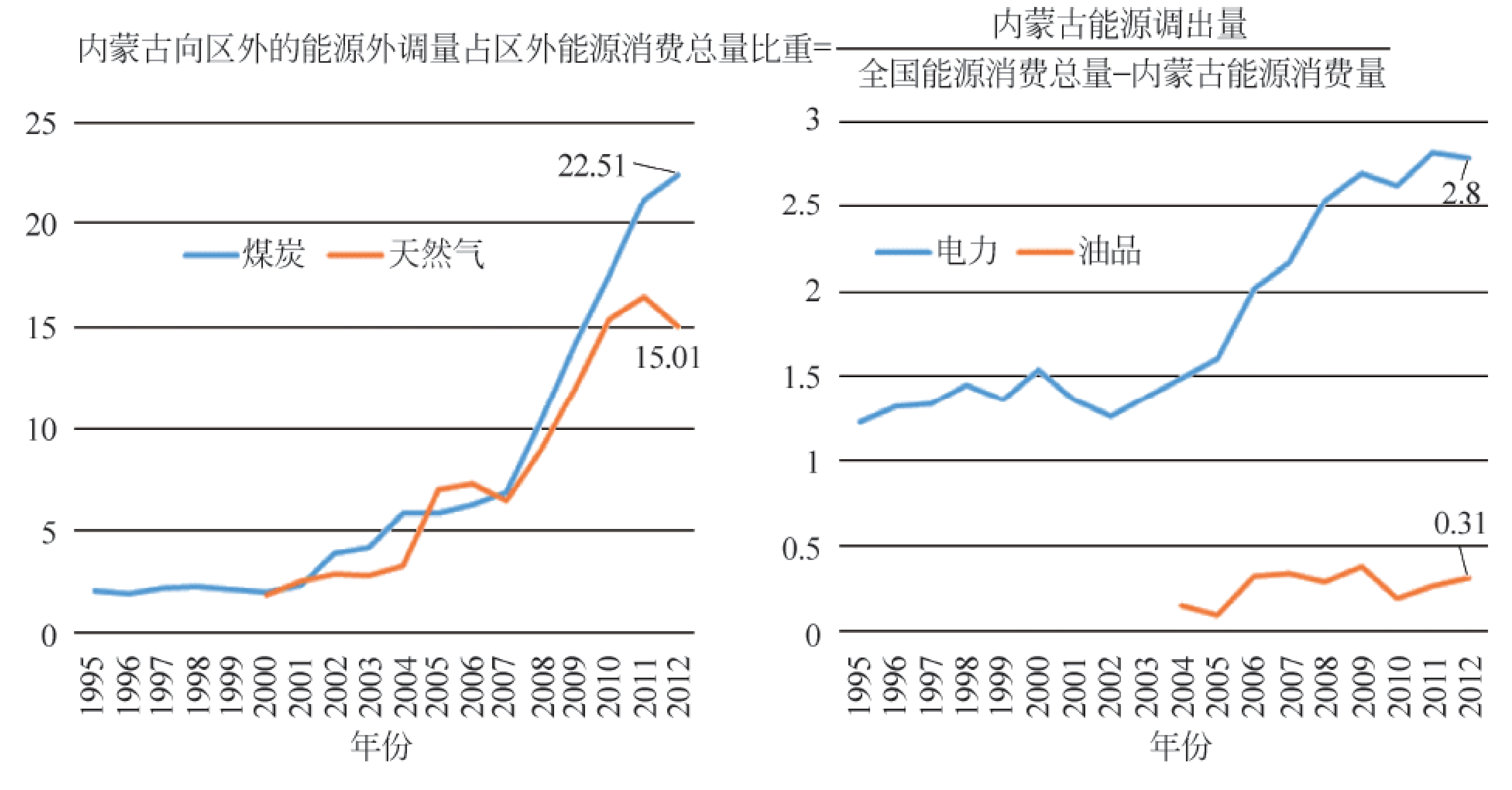


图 1-10　内蒙古向区外的能源外调量占区外能源消费总量比重

内蒙古煤炭外调，分区域来看，主要输往华东、华北、东北、华南，较少输往华中、西北、西南（见图 1-11）。东三省、东南沿海及长江中下游省区是最主要的煤炭销售市场，2012 年内蒙古销往东三省煤炭占总销售量的 20%左右，全部为褐煤；销往东南沿海、长江中下游省区煤炭占总销售量的 80%左右，主要以电煤、动力煤、焦炭为主，煤种主要是长焰煤[①]。

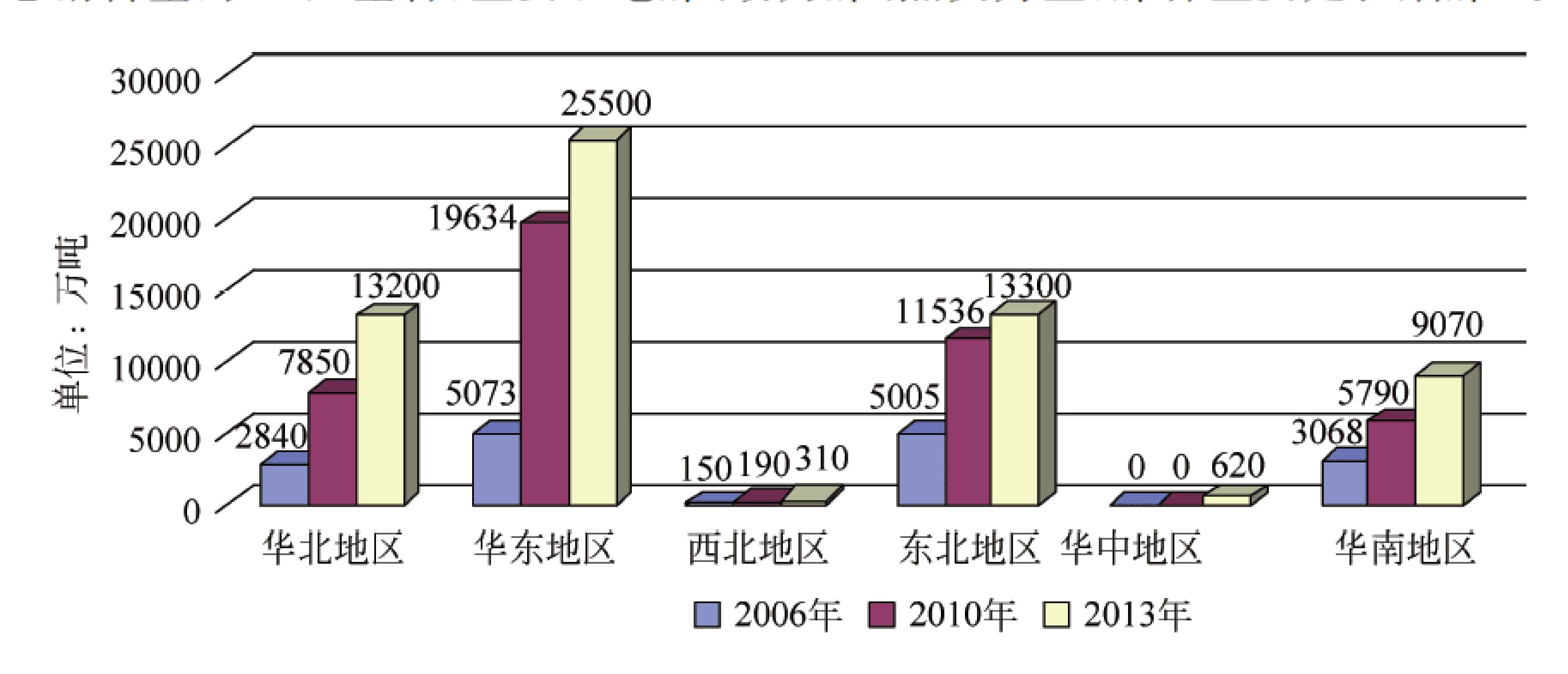


图 1-11　内蒙古煤炭调出流向

（资料来源：内蒙古煤炭工业局销售数据）

内蒙古作为我国重要的煤炭生产基地，在满足其他地区与省份煤炭消费需求方面发挥着举足轻重的作用。根据课题组计算，2012 年东北地区 32.71%、华南地区 37.38%、华东地区 23.08%、华北地区 12.79% 的煤炭需求均通过调入内蒙古煤炭来满足（见表 1-3）。

表 1-3　2012 年内蒙古煤炭调出流向

	煤炭消费量（万吨）	内蒙古调入量（万吨）	内蒙古调入量占比（%）
东北	43267	14153	32.71
华北	110098	14087	12.79
华中	53123	661	1.24
华东	118063	27246	23.08
华南	25829	9656	37.38
西北	44274	331	0.75
西南	41800		

资料来源：课题组根据内蒙古煤炭工业局数据与《中国能源统计年鉴》数据计算得出。

内蒙古电力外调，在全国同样具有重要地位。据统计，2012 年全区完成发电量 3341 亿千瓦时，居全国第 3 位；而送出区外电量累计 1337 亿千瓦时，居全国第 1 位。分区域来看，主要送往华北、东北，少量送往宁夏、陕西。2013 年 1—6 月，全区送出区外电量 695.41 亿千瓦时，其中送华北电网 446.69 亿千瓦时，送东北电网 231.04 亿千瓦时（见表 1-4）。

内蒙古油气外调，主要通过油气输送管道向区外运输。其中，天然气外调量稳步快速增加，2012 年调出量达 214 亿立方米；而油品调出规模不大，2012 年为 160 万吨。

① 资料来源：内蒙古能源开发局煤炭处调研资料。

表 1-4　内蒙古电力调出流向　　　　单位：万千瓦时

	2011 年 1—11 月累计	2012 年 1—11 月累计	2013 年 1—11 月累计
全国合计	11590339	12101539	13186400
东北	3912661	3863382	4411312
华北	7538635	8168333	8394289
宁夏区	44346	37117	34739
陕西	94697	32707	223934
山西			54698
蒙古国			67428

资料来源：电力月报。

1.2.2　我国能源消费现状与区域特点

我国能源消费规模快速增长。2000 年以前，我国的能源消费总量保持着相对平缓的增长速度，1980 年能源消费总量为 6 亿吨标准煤，1990 年增加至 9.9 亿吨标准煤，10 年增加了近 4 亿吨；2000 年为 14.6 亿吨标准煤，10 年也仅增加了 4.7 亿吨标准煤。2001 年以后，能源消费增速明显加快，2010 年已增加至 32.5 亿吨，10 年增加了近 18 亿吨，2013 年已达 37.5 亿吨标准煤(见图 1-12)。

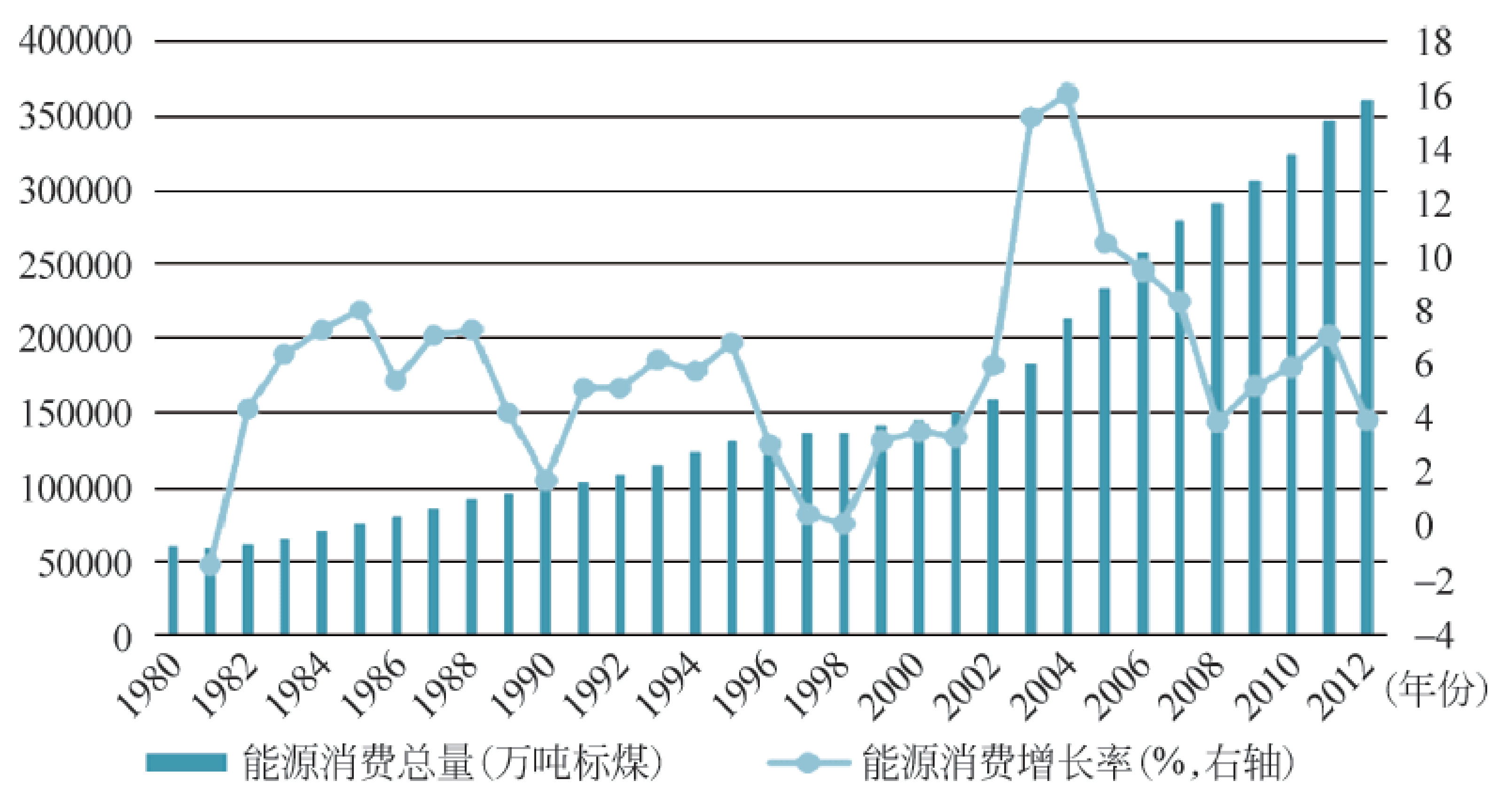


图 1-12　我国能源消费总量与增长率

能源消费规模的迅速扩张，支撑了我国高速的社会经济发展，同时也引发了一系列问题。能源安全方面，我国能源对外依存度不断攀升，石油的对外依存度已逼近 60%，天然气也突破了 30%(见表 1-5)；生态环境方面，高强度的能源开发与大规模的能源利用，尤其是粗放式的能源开发利用方式，对我国的生态环境造成了严重的压力，覆盖广大国土的大气污染问题，以及土壤污染、水污染等问题，已经严重威胁到百姓的健康生活；资源供应方面，部分能源品种国内供不应求，必须依靠从海外进口，由此需要承担国际市场波动的影响；国际上对我国大规模的能源消费也形成很大压力，尤其是在气候变化谈判上，我国面临着严峻的碳减排形势。这些因素都将成为未来我国经济社会发展驱动下，能源消费继续扩张的硬性制约。

表 1-5　2013 年我国能源消费占全球比重

	消费量	占全球比重
石油(百万吨)	507.4	12.1%
天然气(百万立方米)	161.6	4.8%
煤炭(百万吨油当量)	1925.3	50.3%
一次能源(百万吨油当量)	2852.4	22.4%

资料来源：BP-Statistical_Review_of_world_energy_2014_workbook.

煤炭在能源消费结构中长期居于主导地位。国内储量丰富、价格低廉为煤炭大规模消费提供了条件。我国的资源禀赋特征是“富煤贫油少气”，煤炭资源较为丰富，煤种齐全，煤质普遍较好，主要集中分布于山西、内蒙古、陕西、新疆、贵州、宁夏等地区。根据国家统计局 2012 年数据，我国煤炭储量达 2298.9 亿吨，而 BP(2014)数据显示，我国煤炭探明储量占全球总储量的 12.8%，在全球位于前列。丰富的煤炭资源为我国国内能源供应与能源安全提供了坚实的基础，而我国以煤为主的能源消费结构也受资源禀赋结构影响而形成(见表 1-6)。

表 1-6　化石能源探明储量(2013 年)

	油	气	煤
探明储量	25 亿吨	3.3 万亿立方米	1145 亿吨
全球占比	1.1%	1.8%	12.8%
储采比	11.9	28	31

资料来源：BP-Statistical_Review_of_world_energy_2014_workbook.

从能源比价关系来看，煤价较为低廉，比价优势使大规模煤炭消费成为经济的选择。此外，我国的石油与天然气对外依存度逐渐攀升，这也使国内用油用气成本易受国际油气价格波动影响(见表 1-7)。地缘政治冲突容易引发油价大幅攀升，我国所处的亚洲也是天然气溢价最高区域，由于国内供应难以满足需求，随着对外依存度的继续升高，我国很多时候不得不被动接受可能的国际市场油气价格高企给经济发展带来的高成本，及其波动带来的高风险。所以，相对较低也较为稳定的煤炭价格也是我国大规模煤炭消费的重要决定因素。

表 1-7　能源比价关系(2007—2011 年均值)

计算方法	油	气	电	煤
基于热值	2.9	2.0	4.6	1
基于工业终端等效	2.9	2.0	4.7	1
基于完全成本(等热值)	3.0	2.0	5.0	1

数据来源为国网能源研究院编著：《2013 国际能源与电力价格分析报告》，第 5 章“能源比价分析”。

从能源消费结构来看，我国煤炭占一次能源消费比重长期在 70% 左右，20 世纪 90 年代初一度高于 76%，之前比重在波动中有所下降，进入 2010 年后，下降幅度较为明显，这一方面是能源结构调整，其他能源品种利用规模扩大的结果，另一方面国家对能源结构优化的引导性政策也发挥了较大作用，2012 年，我国煤炭占比降至 66.6%。石油消费占比一直较为稳定，在 20%左右波动。天然气与一次电力消费占比稳步提升，作为清洁低碳能源的代表，近年来也是政府鼓励消费的品种，2012 年其占比分别上升至 5.2%与 9.4%(见图 1-13)。

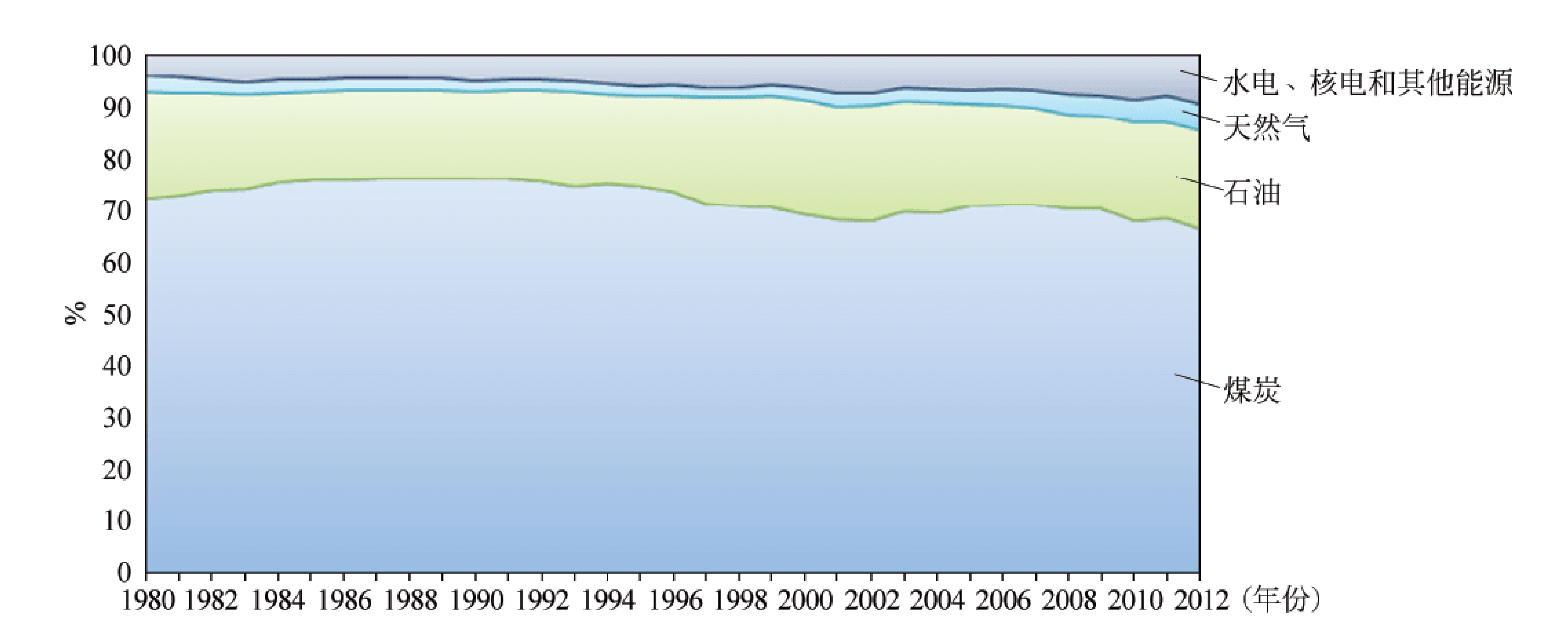


图 1-13　我国能源消费结构

区域特征与趋势方面，我国的能源消费在空间上有较大差异，总的来看主要集中在中东部地区。不同能源品种其消费的区域分布不均衡，这与经济发展水平、产业结构、能源资源禀赋、消费习惯等因素都具相关关系。本节通过横向比较来了解内蒙古能源消费在全国大致的位置，同时也一览全国各省能源消费概况以及区域特征和趋势。

能源消费总量方面，1990 年，全国能源消费量前五的省份包括辽宁、山东、四川、河北、江苏，内蒙古为 2424 万吨标煤，在全国位列第 17；2000 年，前五省份包括山东、河北、辽宁、广东、江苏，内蒙古为 3549 万吨标煤，在全国位列第 18；到 2012 年，前五省份包括山东、河北、广东、江苏、河南，内蒙古为 19786 万吨标煤，在全国位列第 8。从区域特征来看，我国能源消费主要集中分布在京津冀及周边、长三角、珠三角等地区。具体分品种来看，各能源品种的消费主要在经济发达地区与该品种的主产区（见图 1-14）。

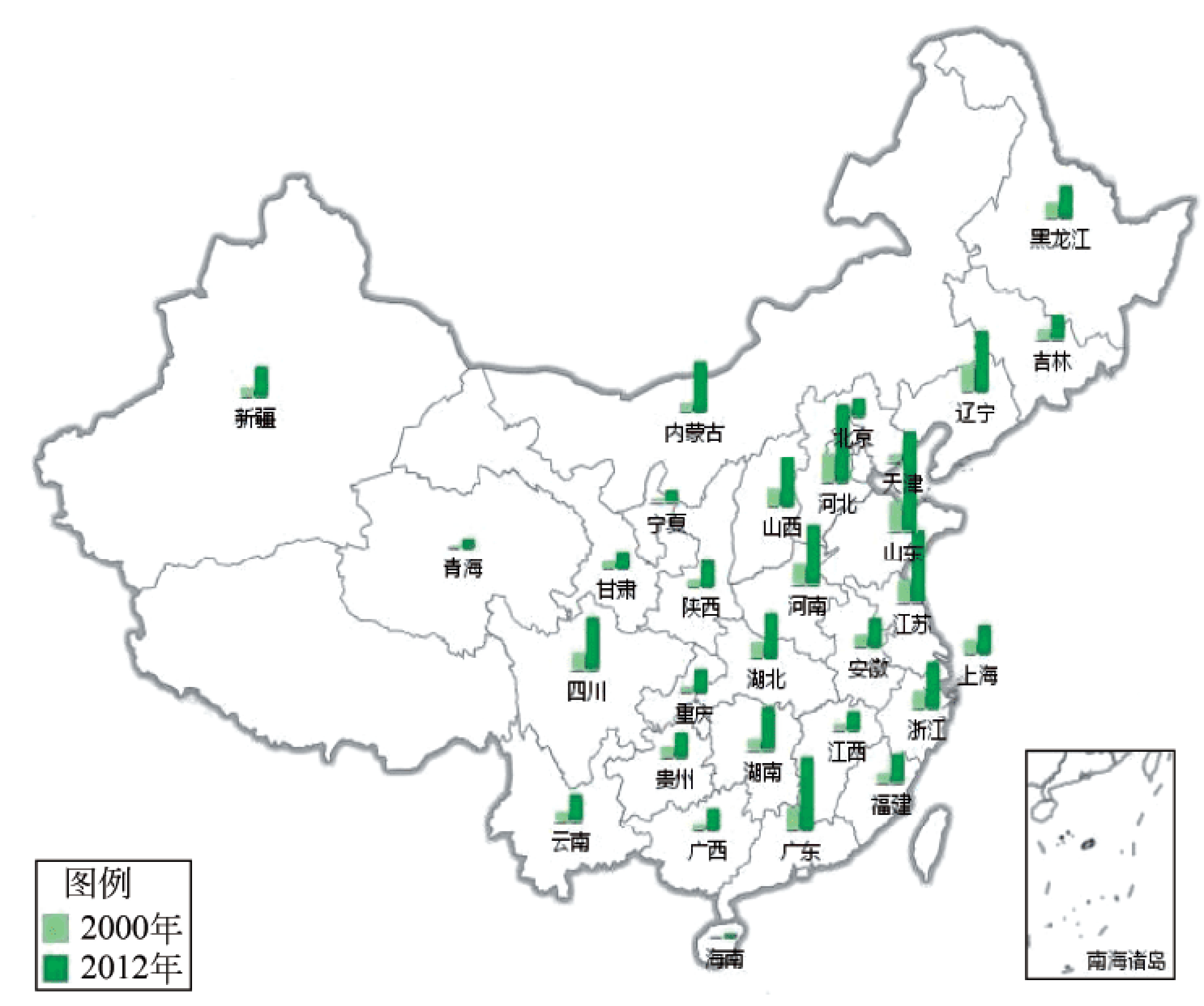


图 1-14　我国分地区能源消费量

我国煤炭消费主要集中在京津冀地区，长三角、珠三角等东南沿海地区，以及“三西”地区即山西、陕西、内蒙古西部。京津冀地区包括经济发达的北京与天津两个直辖市，还包括重要的钢铁和水泥生产大省河北；长三角、珠三角地区是我国经济发达区域，火电、钢铁、水泥、化工生产集中；“三西”地区是我国主要的煤炭产区，也是能源工业与重工业集中地区。1990 年全国煤炭消费前五的省份包括辽宁、河北、山西、山东、四川，内蒙古为 3953 万吨标煤，在全国位列第 11；2000 年前五为山西、河北、辽宁、江苏、河南，内蒙古为 5908 万吨，在全国位列第 9；2012 年前五为山东、内蒙古、山西、河北、江苏，内蒙古为 36620 万吨，在全国位列第 2。

天然气消费主要集中在社会经济发展水平较高的沿海地区，以及天然气的重要产区四川、新疆等。2000 年天然气消费前五的省份包括四川、重庆、新疆、黑龙江、辽宁，内蒙古为 0.01 亿立方米，在全国位列第 24；2012 年，前五为四川、广东、江苏、新疆、北京，内蒙古为 37.84 亿立方米，在全国位列第 16。

油品消费同样集中在东部、南部经济发达地区以及东北地区。2005 年消费前五的省份包括广东、山东、江苏、辽宁、上海，内蒙古为 636.5 万吨油品，在全国位列第 18；2012 年前五为广东、山东、辽宁、上海、江苏，内蒙古为 1277.8 万吨油品，在全国位列第 16。

电力消费与油品消费相似，也集中在东部、南部经济发达地区，以及北方工业基地（见图 1-15，该图横纵比例不一致，仅仅用于说明）。1990 年电力消费前五省份包括辽宁、山东、

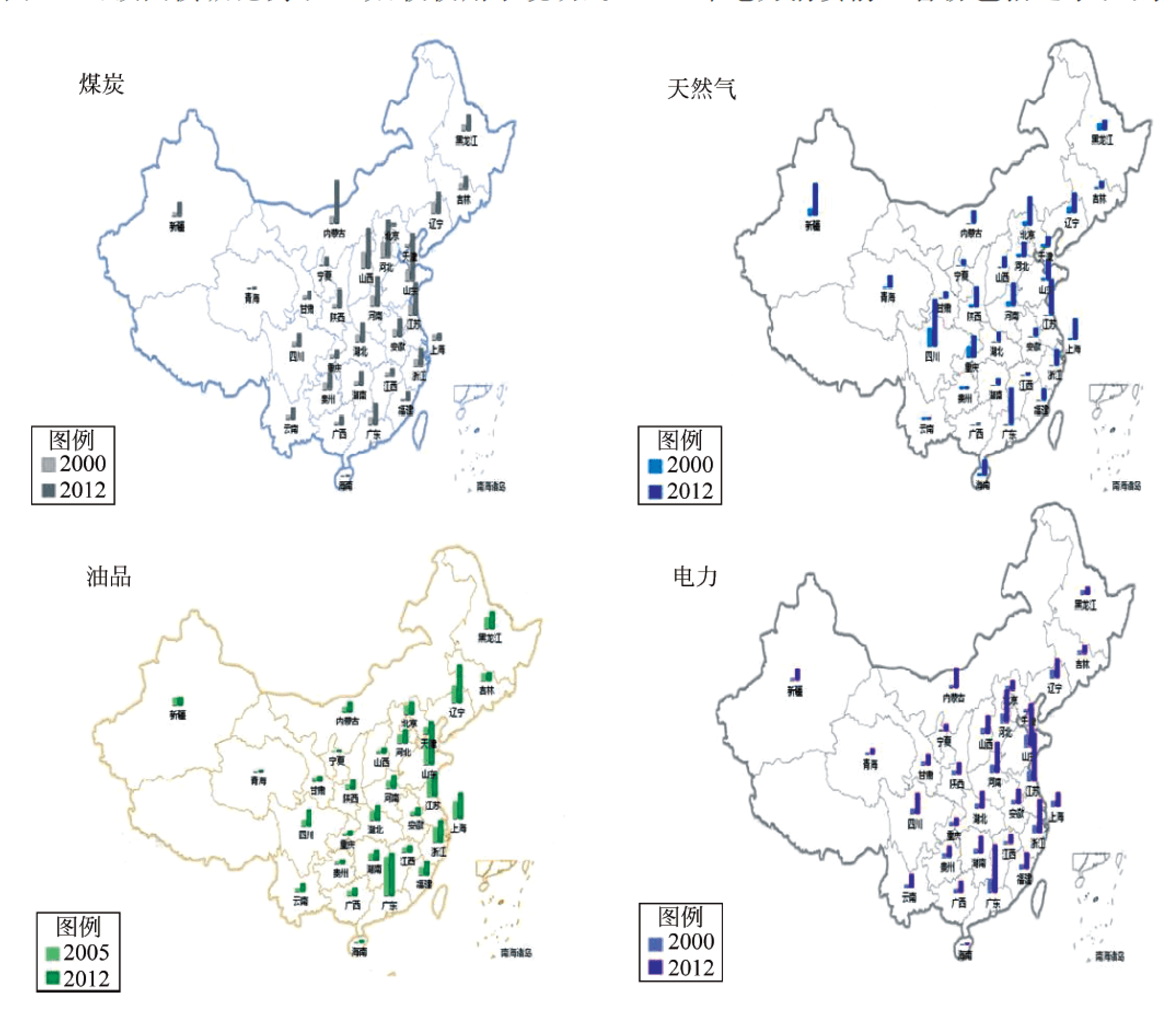


图 1-15　我国分地区煤油气电消费量

江苏、广东、河北，内蒙古为 122 亿千瓦时，在全国位列第 24；2000 年前五为广东、山东、江苏、河北、辽宁，内蒙古为 256 亿千瓦时，在全国位列第 24；2012 年前五为广东、江苏、山东、浙江、河北，内蒙古为 2017 亿千瓦时，在全国位列第 7。

我国地域辽阔，无论在经济发展、资源储量、能源生产与能源消费上都存在空间分布不均衡问题，所以各省间能源调入调出规模较大。从图 1-16 可以看出，在从省外调入煤炭方面，江苏、山东和河北是煤炭调入大省，调入量均超过 2.5 亿吨，湖北、浙江、辽宁与广东的调入量也超过 1 亿吨；在从省外调入天然气方面，江苏省天然气调入量最大，超过 110 亿立方米，北京也超过 90 亿立方米，海南、河南、山东、辽宁调入量也超过 5 亿立方米；在从省外调入油品方面，辽宁、天津、上海、广东、山东是调入排名前 5 的省份；在从省外调入电力方面，广东调入电力达 98270 百万千瓦时，此外，与内蒙古距离较近的河北、北京、江苏、辽宁、山东、上海等地，都因经济发达或者重工业发达，每年有大规模的电力调入需求。综合来看，煤电油气调入量需求较大的省份，都是内蒙古等能源生产大省潜在的外送市场，这些省份调入需求的规模，也将影响能源生产大省能源向外省供应的规模。

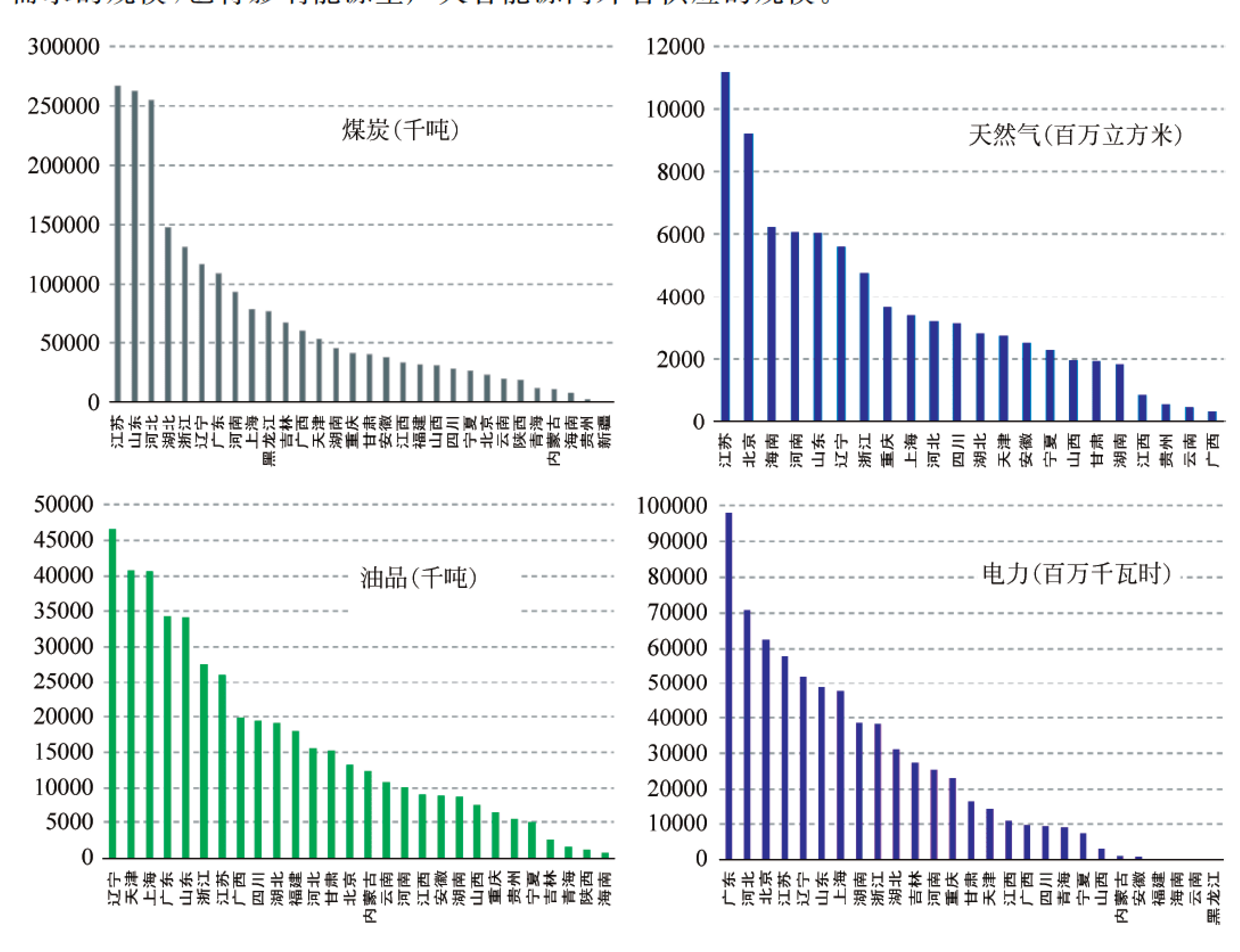


图 1-16　我国分地区煤油气电调入量（2012 年）

第二章　“十三五”及中长期内蒙古区内能源需求分析

2.1　区内能源需求的影响因素分析与趋势判断

能源是人类活动重要的物质基础，与社会生活的各个方面都密切相关。内蒙古区内能源消费量快速增加的过程，也是经济规模与人口规模持续扩大，工业化与城镇化稳步推进，居民生活水平不断提高的过程。然而，规模庞大的能源消费与粗放式的能源开发也对内蒙古的生态环境形成一定压力，未来能源消费面对的生态环境约束将日益突出。此外，在全面深化改革的宏观背景下，内蒙古的发展也处于重要的转型期，新形势与新因素都将影响未来内蒙古区内的能源需求。

在分析方法上，本研究采用从上至下的分析方法，通过对影响内蒙古区内能源需求的宏观因素未来趋势的研判与预测，结合这些宏观指标与内蒙古能源消费的相关关系，得出未来内蒙古能源需求情景。

据统计，内蒙古区内能源消费经历了1985—2000年的中低速增长，而后进入高速增长阶段，近些年增速有所下降，但是已形成较大的能源消费规模，同时能源消费结构呈现明显的“一煤独大”特征。“十三五”时期至2030年，国际国内宏观环境正发生着深刻变化，内蒙古经济发展也处于重要转型期，区内能源需求同时面临正向驱动、负向约束与不确定因素，未来能源需求情景取决于这些因素发展趋势的综合作用（见表2-1和图2-1）。

表2-1　内蒙古能源消费与主要宏观指标的相关系数

	GDP	总人口数	城镇总人口数	工业总产值	重工业总产值	第二产业增加值	单位GDP能耗
能源消费	0.97	0.83	0.96	0.95	0.95	0.96	−0.76
电力消费	0.98	0.81	0.95	0.96	0.96	0.97	−0.69
煤炭消费	0.98	0.81	0.95	0.97	0.97	0.97	−0.68
天然气消费	0.89	0.94	0.93	0.87	0.88	0.88	−0.70
原油消费	0.28	0.71	0.51	0.22	0.22	0.24	−0.67

2.1.1　正向驱动因素

经济规模迅速扩大，经济仍保持中高增速

从中长期看，内蒙古投资、消费和出口“三驾马车”对经济的拉动作用仍具有较大的空间与潜力。从投资上看，内蒙古仍处于工业化、城镇化较快推进的发展阶段，基础设施相对落后，工业基础有待夯实，民生也亟待改善，国家宏观战略政策也对内蒙古给予积极的引导

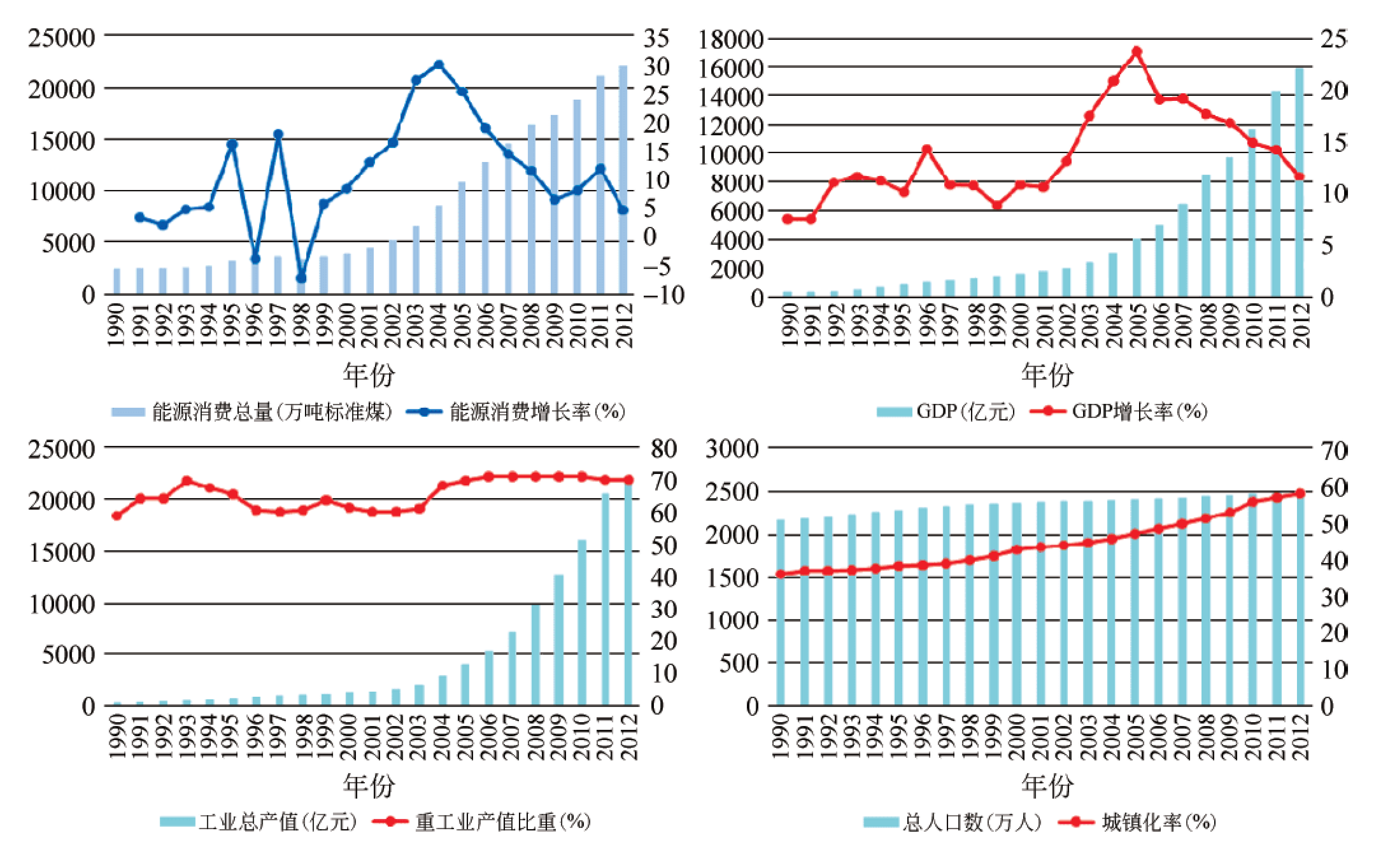


图 2-1　内蒙古能源消费与主要宏观指标走势

与扶持，如西部大开发规划、振兴东北老工业基地战略、大型能源生产基地建设等，未来至2050年内蒙古的基础设施、民生、生态环境等领域仍将处于建设高峰期，内蒙古的“西电东送”“西气东输”“煤化工”“煤制油”等项目以及一批重大技术改造项目和产业升级项目，仍将形成增速较快的投资拉动。从消费上看，随着居民收入的不断增加、城乡居民生活水平的不断提高和社会保障体系的不断完善，内蒙古居民消费能力将不断释放，消费需求对经济增长将保持适度的拉动作用。出口方面，内蒙古如果能充分发挥口岸资源优势，扩大对俄蒙贸易规模，并进一步优化外贸出口结构，“建成我国向北开放的重要桥头堡和充满活力的沿边经济带”，出口对经济的拉动将进一步增强。但是，国内外宏观经济环境已发生深刻变化，全球经济复苏仍然脆弱，新的经济增长点并不明显；我国经济增速已减速换挡，过去依赖资源能源大量投入、投资建设强劲拉动的粗放型经济增长方式未来将发生改变；内蒙古本身也处在经济转型期。

从发展条件来看，未来内蒙古经济规模的持续中高速增长具备多方面的有利条件。一是国内外经济运行呈现企稳好转态势，全球经济复苏正在逐渐巩固，国内也逐步加大了微刺激力度，强化铁路、水利、棚户区等重要领域投资，一系列既利于扩大内需又能增加有效供给的政策措施提升了市场信心，也为实体经济注入了新的动能。中期来看，国家将继续实施稳增长、调结构的政策措施，有利于整体经济环境的改善。二是重大项目的投资将对当期与中长期内蒙古经济增长形成支撑，尤其在能源产业方面，围绕“五大基地”、四条特高压外送通道以及国家已核准备案的项目，自治区将加快开工建设4200万千瓦电力装机、300亿立方米煤制天然气、220万吨烯烃、400万吨煤制油等100个重大项目，继续抓好100个续建项目和100个竣工投产项目建设，这些重大项目将对增强内蒙古投资发展后劲起到重要作用。此外，基础设施建设方面，清洁能源外送、交通、水利、城建、保障性住房、教育文化卫生、农村牧区等领域的重大项目，将继续拉动全区基础设施投资增长。

课题组预测，未来至2050年，内蒙古经济增速将高于全国水平，在各省位次中仍处于中

等偏上(见图 2-2)。在创新能源经济发展路径下,“十三五”年均 GDP 增速较 21 世纪初的黄金十年有较大幅度的下调,将在 6.8%左右;2030 年增速将缓慢下降,预计为 6.2%左右;2040 年增速为 4.9%左右,2050 年增速为 2.7%左右。这与全国经济增长减速换挡的趋势是一致的,也符合经济增长的基本规律。虽然经济增速有所放缓,但是经济规模基数及其持续中高速增长趋势仍将对区内能源消费需求形成支撑。

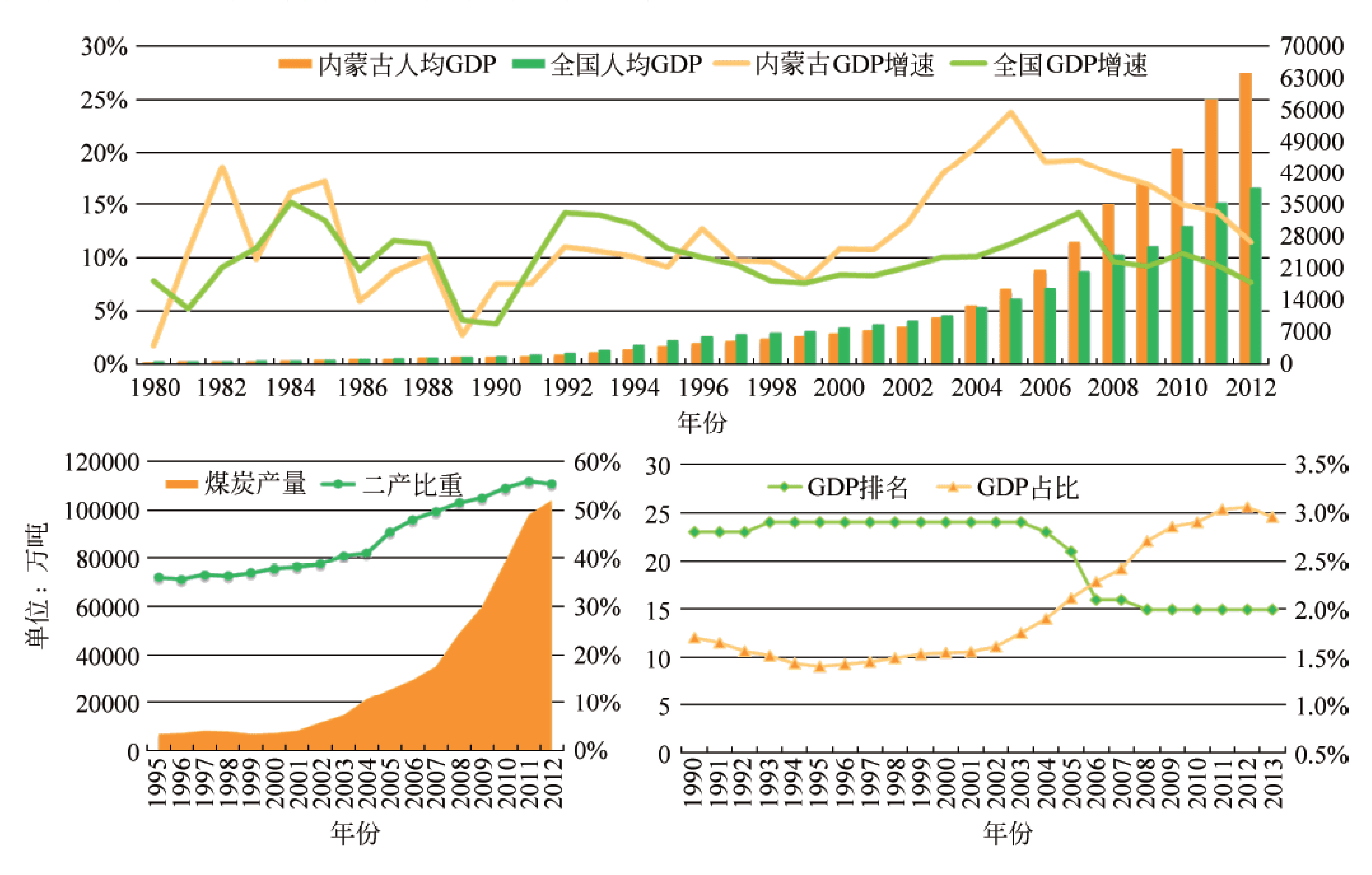


图 2-2　内蒙古自治区经济增长

工业基础日益完备,形成以重工业为主的工业体系

内蒙古经济的快速发展得益于在资源、区位及政策等方面的优势,尤其是在资源能源禀赋这一关键优势作用下,内蒙古在经济迅速增长、经济规模急速扩张的过程中,工业基础也日益完备,逐渐打破了以能源、原材料为主的单一工业结构,形成了以能源、冶金、化工、装备制造、高新技术和农畜产品加工等六大产业为主的优势特色产业体系。

随着内蒙古工业化的加速,以机械制造、钢铁、化工、有色及建材为代表的一批重工业行业相继进入快速增长的轨道。这些行业既支撑矿产、石油、煤炭等能源资源产业的发展,又带动房地产、基建、轻工业等发展,成为内蒙古经济的重要增长引擎,内蒙古也形成了以工业尤其是重工业为主的产业格局。

根据产业结构升级的国际经验与规律,以及内蒙古自身的资源禀赋与发展定位,内蒙古工业化目前处于由中期的前半阶段向后半阶段转变的过渡时期,产业结构总的趋势将进一步向高级化转变①。中长期看,内蒙古具备大规模承接发达地区产业转移的优势和条件,同

① “国际经验表明,随着工业化的推进,工业结构变动呈现出一定的规律性,可划分成三个阶段六个时期:第一阶段是重工业化阶段,分为以基础原材料工业为重心和以加工装配工业为重心两个时期;第二阶段是高加工业化阶段,分为以一般加工为重心和以技术密集加工为重心两个时期;第三阶段是技术密集化阶段,分为以一般技术密集型工业为重心和以高新技术密集型工业为重心两个时期。”资料来源:《内蒙古“十二五”发展战略研究》,内蒙古经济信息网。

时新型工业化道路与两化融合也是产业发展的趋势。内蒙古区位优势明显，横跨西北、华北、东北三个经济区，是环渤海经济圈的腹地，也是西部大开发、振兴东北老工业基地的重点地区之一，对外是两大欧亚大陆桥的“桥头堡”，是我国向北开放的门户，在我国与欧盟的经贸合作中也具有重要作用。内蒙古能源、土地、劳动力资源比较丰富，经济运行成本较低，后发优势明显。产业基础也在不断增强，基础设施日趋完善，政务环境进一步优化，政策法规日益健全，这些因素都为长期经济增长积蓄动能与有利条件。

未来内蒙古发展战略定位仍将继续依托内蒙古各项优势，发展相关工业产业。随着工业化的发展，内蒙古工业基础日益完备，已形成以重工业为主的工业体系。“8337”发展思路中对内蒙古发展的八个定位包括“把内蒙古建成保障首都、服务华北、面向全国的清洁能源输出基地，建成全国重要的现代煤化工生产示范基地，建成有色金属生产加工和现代装备制造等新型产业基地”。产业发展导向仍是充分利用内蒙古的能源资源禀赋优势发展相关工业产业，这将驱动区内工业部门的能源需求。

高耗能行业迅速发展，仍将是区内的耗能大户

就具体行业而言，以化学原料及化学制品制造业、非金属矿物制品业、黑色金属冶炼及压延加工业、有色金属冶炼及压延加工业、石油加工炼焦及核燃料加工业、电力热力的生产及供应业为主构成了内蒙古的六大类高耗能行业。通过分析内蒙古高耗能行业发展状况，结合内蒙古行业规划进而预测未来内蒙古高耗能行业发展趋势，对预测内蒙古未来能源需求及消费形势具有重要意义。

近年来，六大类高耗能行业基本实现产值逐年增长，但增速的差异导致产值结构发生变化。黑色金属冶炼及压延加工业增速相对较慢，其在高耗能行业中的产值占比相对下降；化学原料及化学制品制造业与电力、热力的生产和供应业增速适中，两者的产值占比变化不大；而其他三类行业增速较快，因此产值占比相对增加。高耗能行业能源消耗量呈上升趋势，能耗增速呈现 V 字形变化。2006—2009 年，内蒙古高耗能行业能源年消耗量由 6110 万吨逐年上升为 8690 万吨，其能源消耗增速高于工业，因此高耗能行业能源消耗比重由 2006 年的 75.4%一直上升为 2009 年的 81.3%。但是在 2010 年，由于金融危机导致的市场疲软以及“十一五”规划节能减排等目标的要求，内蒙古通过取消对高耗能高污染行业在用电价格等方面的优惠政策、实行严格的差别电价等方式来推进高耗能行业结构的调整，因此高耗能行业能源消耗出现突降，其能耗增速降为负值，能耗占比下降为 68.3%。但 2011 年，内蒙古高耗能行业能源消耗恢复了常态，能源消耗总量及占比重新上升，能耗增速回升至 26.2%。

从未来高耗能行业的发展趋势来看，在自治区“8337”发展思路中，内蒙古未来发展的定位包括保障首都、服务华北、面向全国的清洁能源输出基地，全国重要的现代煤化工生产示范基地，以及有色金属生产加工和现代装备制造等新型产业基地，这些基地的建设同时意味着内蒙古未来仍将加强以高耗能、高载能行业为主的工业基础，技术与管理模式将会不断进步，产业链也将不断延伸，但是能源工业的基础并不会改变。无论从目前高耗能行业的发展趋势、内蒙古本身的资源禀赋优势、还是中短期内蒙古的发展定位来看，未来高耗能行业将依旧对内蒙古经济起到重要促进作用，但是随着国家对节能减排的总体要求的提高，以及内蒙古对自身可持续发展的重视，内蒙古高耗能行业的发展将经历一个优化升级的过程，其在

产业结构中的比重也会随着内蒙古承接产业转移、发展非资源型产业以及工业体系多元化等过程而有所下降。同时随着生产技术水平的改善，能源利用效率也会不断提高。因此，即使未来内蒙古高耗能行业对能源需求的绝对数量不一定会明显下降，但是能源需求增长的相对趋势会有所减缓，能源需求结构也会沿着清洁化、可再生及可循环方向演变。

人口增长与人民生活水平的提高促进用能需求上升

人口增长与人民生活水平的提高促进用能需求上升。内蒙古人口增长较为平稳，在创新能源经济发展路径下，课题组预测到2020年，内蒙古人口总量预计将在2492万人左右；2030年为2495万左右；2040年为2497万左右；2050年为2494万人左右。内蒙古的人均GDP与人均国民收入在全国均处前列，人均能源消费量、人均生活用能量也随着社会经济的发展而稳步提高。未来内蒙古区内人口规模的扩大、城镇人口数量的增加以及生活水平提高带来的人均能耗的提升都将促进区内用能需求的上升，尤其是对优质清洁能源的需求。

内蒙古的城镇化率也在稳步提高。城市居民的人均能耗显著高于农牧区居民，2012年内蒙古城乡人均生活能耗分别为1066千克标准煤和389千克标准煤。以内蒙古目前的人口基数与能耗水平，城镇化率每提高1个百分点，意味着约25万人进入城市生活，人均生活能耗将上升约17万吨标准煤。课题组预测在创新能源经济发展路径下，预计到2020年城市化率达到63.5%，2030年达70.7%左右；2040年达76.8%左右；2050年达82.5%左右。随着生活水平的提升，人均能耗将会进一步升高，城镇化率的提高意味着内蒙古未来居民生活用能将快速增加。

2.1.2　负向约束因素

节能降耗的积极推进与用能效率的不断提高①

内蒙古的节能降耗工作取得了显著成效。“十一五”期间，内蒙古以年均11.7%的能源消费增长支撑了年均17.6%的经济增长，不仅全面完成了国家下达的淘汰落后产能任务，火电、钢铁、焦炭、水泥和有色金属行业更是超额完成50%以上，超额淘汰落后产能，火电达68.3%，钢铁达110.9%，焦炭达170.5%，有色金属达55.0%，水泥达67.9%，按照2005年不变GDP计算，2010年全区单位GDP能耗为1.915吨标准煤/万元，比2005年下降22.62%，年均下降5.0%，超额0.62个百分点完成了“十一五”节能目标。

内蒙古节能仍有着巨大的潜力与空间。工业是全区节能降耗工作的关键领域，其能耗占全区能源消费总量的近70%。“十一五”期间，工业企业能源利用效率显著提高，全区单位工业增加值能耗大幅下降，从2005年的5.67吨标准煤/万元降至2010年的3.236吨标准煤/万元，累计下降42.5%。“十二五”时期内蒙古单位GDP能耗降低目标为15%，年均降低3.2%，按照自治区“十二五”规划中12%的GDP年均增长目标计算，“十二五”时期全区年均能源消费增速需控制在8.4%以下，累计需要完成节能量4400万吨标准煤左右。而从目前经济增速放缓的形势来看，假设8%左右的GDP年均增速，全区能源消费增速需控制在4.5%以下。目前由于全区经济增长放缓，部分高耗能产品出现滞销，高耗能行业扩张

① 资料来源：内蒙古自治区统计局能源统计处。

势头也在趋缓，为推动经济转型，实现工业节能降耗阶段性突破创造了有利时机。工业以外领域的节能降耗工作也在推进，但是目前贡献有限，未来的趋势是通过加大节能宣传力度、积极推广清洁能源使用、建立低碳生产方式和消费模式，来挖掘城乡居民生活用能、第三产业用能领域的节能降耗潜力。

能源加工转换效率的提升是技术节能的重要内容，内蒙古 2010 年能源加工转换效率为 59.1%，比“十一五”期初提高 9.7 个百分点，火电发电效率从 2005 年的 27.3%提高到 2010 年的 32.8%；供热效率从 2005 年的 64.8%提高到 2010 年的 71.7%；洗煤效率从 2005 年的 70.8% 提高到 2010 年的 78.4%，炼焦效率从 2005 年的 80.8% 提高到 2010 年的 88.7%。然而，经过“十一五”大规模淘汰落后产能，全区技术节能空间被大幅压缩，未来节能潜力挖掘难度也在加大。

从能源消费结构来看，煤炭是内蒙古最主要的能源消费品种，从煤炭消耗方式来看，内蒙古煤炭转化率、综合利用率较低，未来有很大的提升空间。从煤炭消费结构看，未来煤炭消费更多集中于电力部门有利于利用效率的提升。

“十一五”与“十二五”时期节能减排工作得到中央与地方极大的重视。未来至 2050 年，节约优先、绿色低碳仍将是国家能源战略的重要方向，也将制定新的针对强度与总量的约束性目标，加上能源利用技术进步与能源利用结构优化，未来内蒙古的能源强度将进一步降低。

经济结构转型升级，三产比重不断优化[①]

内蒙古大力加强产业结构调整力度，积极推进产业结构优化和升级，有效地推动着能源消费的减量化。具体措施包括：一是坚决淘汰落后产能，制定了“十二五”淘汰落后产能实施方案，并将淘汰任务分解到盟市，公布企业名单，建立退出机制。截至 2012 年底，全区累计关停小火电机组 82.4 万千瓦，淘汰炼铁产能 260.5 万吨、炼钢 95 万吨、焦炭 85 万吨、铁合金 71.63 万吨、电石 90.6 万吨、有色金属 11.7 万吨、水泥 735.8 万吨、平板玻璃 390 万重量箱、造纸 33.4 万吨、酒精 1.5 万吨、印染 400 万米、制革 15 万标张，同时对电石、铁合金等高耗能、低附加值产品实施了限产计划，在促进产业结构调整和优化的同时，也大幅降低了高耗能产品的产量及其能耗量。二是大力发展循环经济，积极打造煤-电-有色金属冶炼-深加工，煤-电-PVC-深加工，煤-电-工业硅-多晶硅-光伏发电组件，煤-电-高铝粉煤灰提取氧化铝-铝合金-深加工等依托资源禀赋优势的特色循环经济产业链条和清洁生产模式，全区正在积极建设涵盖煤炭、电力、钢铁等多个资源型产业的循环经济试点园区和城市，在有效促进产业链延伸与升级的同时，也在改变传统的以低附加值、高消耗、处于产业链低端的原料生产或粗加工为主的产业发展模式，进而大大降低了经济规模与产业发展扩张所需要的能源消费。三是以旅游、物流、金融等优势和特色产业为重点，加快发展第三产业，逐步提高三产比重。四是严把项目准入关，切实从源头抑制高耗能、高污染项目过快增长，严格按照《产业结构调整指导目录》和行业准入标准有关要求，对不符合产业政策和行业准入条件的项目坚决不予核准或备案，依法控制“两高一资”行业过快增长、低水平重复建设和产能过剩项目建设，大幅降低了这类项目扩张而带来的新增能源消费。

《内蒙古自治区人民政府关于产业结构调整的指导意见》[②]指出，内蒙古经济发展中资

① 资料来源：内蒙古自治区发改委。

② 内政发〔2013〕112 号。

源型产业比重大，服务业比重低，产业布局分散、结构单一的问题十分明显，未来将围绕“清洁、新型、绿色”理念，加快产业结构调整，调优第一产业，调强第二产业，调大第三产业，构建多元发展的现代产业体系。

从未来内蒙古的产业结构来看，第二产业比重将会继续下降，第三产业比重将会逐步上升，而第一产业将会保持稳定的水平。课题组预测在现有的产业升级趋势与政策导向下，内蒙古2015年二产比重将由2012年的56.5%下降至52.6%，2020年将继续降至51.2%，2050年将降至45.5%，三产比重将稳步上升，2050年将达49.8%，超过二产比重。与全国的产业结构发展趋势相比，内蒙古的二产比重将会继续高于全国平均水平，而三产比重将低于全国，这与内蒙古的资源禀赋结构及在全国区域发展定位是一致的。内蒙古产业结构的优化调整是未来能源消费减量化最为关键、最为根本的要素。

政策面从节能减排、总量控制、污染防治等角度形成能源消费约束

全国、区域与区内政策面对能源消费的约束日益强化。在推进能源生产与消费革命的大背景下，能源消费总量控制、节能减排等与能源消费直接相关的政策未来将逐级推进，其控制目标的向下分解与考核会对区域能源消费形成强约束。区域性的政策，如京津冀及周边地区防治大气污染，一方面对内蒙古的能源生产与消费以及相关的社会经济活动、环境治理活动提出了具体要求与控制目标，另一方面直接影响内蒙古能源外调主要目标市场未来的能源需求，也影响着内蒙古本地能源工业的发展。中长期，全国、区域、区内的政策环境对能源消费的约束将趋紧。

从全国层面的政策来看，节能减排、能源消费总量控制、大气污染防治等政策未来会对内蒙古乃至全国的能源消费路径产生影响，或者说引导。从这些政策来看，控总量、调结构、重环保已成为能源消费相关政策的主要内容。具体来看：节能减排方面，《国务院能源中长期发展规划纲要》提出宏观节能量指标；“十一五”规划纲要提出“十一五”期间单位国内生产总值能耗降低20%左右约束性指标；2011年国务院印发《“十二五”节能减排综合性工作方案》，目标到2015年，全国万元GDP能耗下降到0.869吨标准煤（2005年价）；“十二五”实现节约能源6.7亿吨标准煤。控制能源消费总量方面，《能源发展“十二五”规划》提出实施能源消费强度和消费总量双控制，能源消费总量40亿吨标煤，用电量6.15万亿千瓦时；《2014年能源工作指导意见》提出十大重点任务，第一项即是转变能源消费方式，控制能源消费过快增长，实施控制能源消费总量工作方案。坚持能源消费总量和能耗强度双控考核，指导各地编制和落实具体实施方案，切实控制能源消费总量过快增长。大气污染防治方面，“国十条”提出加快调整能源结构，增加清洁能源供应，制定国家煤炭消费总量中长期控制目标，实行目标责任管理。到2017年，煤炭占能源消费总量比重降低到65%以下。

从区域性的政策看，内蒙古紧邻京津冀地区，长三角等东部沿海发达地区也是内蒙古能源外送的重要目标市场。不论是大气污染防治还是其他方面的环境治理，这些地区都是重中之重。以大气污染防治行动为例，《京津冀及周边地区落实大气污染防治行动计划实施细则》要求到2017年底，北京市、天津市、河北省和山东省压减煤炭消费总量8300万吨。其中，北京市净削减原煤1300万吨，天津市净削减1000万吨，河北省净削减4000万吨，山东省净削减2000万吨。很多省市也出台了相应的政策，提出未来控制能源或者煤炭消费总量的阶段目标。

从区内政策来看，内蒙古政府在节能减排、总量控制、污染防治等方面给予的重视与投入的力度逐渐加大，政策措施也日益完善与规范。例如：在节能减排方面，加强宏观指导工作，制定了《内蒙古自治区实施〈节约能源法〉办法》、《自治区“十二五”节能减排规划》、《自治区“十二五”节能减排综合性工作方案及部门分工》、《内蒙古自治区“十二五”合理控制能源消费总量工作方案》、《自治区“十二五”环保规划》等系列文件，完善了政策措施保障。工业领域制定了《自治区工业企业贯彻落实国家万家企业节能低碳行动实施方案》，将节能指标任务逐级分解落实到每户重点用能企业，签订节能目标责任状。建筑领域印发了《关于积极发展绿色建筑的意见》等政策文件，继续规范建筑行业节能设计和施工，城镇新建建筑设计阶段节能强制性标准执行率达到 100%，施工阶段节能强制性标准执行率达到 98%以上。交通、商业和民用、公共机构等领域也采取了相应措施与规划。这些政策将有力地保障内蒙古节能减排、能源消费总量控制等约束性目标的实现，也将引导未来内蒙古能源消费的增长趋势。

生态环境约束将逐渐强化，环境治理倒逼能源消费控制

在高强度、大规模的能源开发与快速增长的能源消费背景下，内蒙古区内生态环境也面临越来越严峻的形势，环境治理已经成为未来能源生产与消费必须要重视的首要制约。

具体来看，未来内蒙古环境治理面临的主要问题包括[①]：第一，由于内蒙古是我国重要的能源富集区、基础性战略资源重要产地，其工业经济结构仍然以能源、重化工业为主，单位产值资源环境消耗水平较高，矿山生态环境治理和工业污染防治压力增大的趋势很难完全逆转；第二，污染减排压力继续加大，全区经济总量仍将维持一定增长速度，产业结构调整需要相当长的一段时期，资源能源消耗还要继续增加，减排潜力空间逐渐压缩，发展的要求与国家确定全区减排指标的矛盾越来越突出；第三，环境质量改善压力增大，机动车尾气污染、农牧区水污染、重金属污染等新问题逐步显现；第四，环境风险防范压力加重，作为全国新型煤化工行业的重要集中区，全区煤制气、煤制油、煤制醇醚、煤制烯烃生产规模快速增加，危险化学品生产企业众多，潜在的环境风险越发突出。

具体分品种来看，火力发电方面，全区分布着华能、大唐、华电、国电、中电投、神华、华润、京能等电力集团公司，以及鄂尔多斯电力、东方希望铝业等电力公司，以上几大电力公司在全区共有火电机组 226 台，总装机 5643 万千瓦，排放了大量污染物；煤炭方面，东部地区煤炭资源重点布局区域正处于呼伦贝尔草原、锡林郭勒草原的腹地，涉及生态安全格局的关键区域，大规模、高强度的煤炭资源开发，尤其是毗邻主要河流、湖泊湿地的露天煤矿的开发，很可能造成累积性、区域性的生态退化，影响生态功能重要区的生态服务功能；煤化工的发展也对水资源形成巨大压力。

中长期来看，无论是国家还是区内的环境治理都日趋严格，社会经济发展与能源生产消费的扩张也将日益逼近环境的可承载容量。国家在宏观层面已经加强环境管理，严格采取行政手段规制环境破坏行为，环境方面的立法与执法也日益完善，环境税也即将出台，百姓的环保意识也不断上升，对环境质量的诉求不断提高，所以未来生态环境对内蒙古区内能源消费的约束将日益强化，倒逼能源消费增速的下降乃至能源消费峰值的提前到来（见表 2-2）。

---

① 资料来源：内蒙古环境保护厅调研资料。

表 2-2　内蒙古污染物排放

	废水排放总量(万吨)	化学需氧量排放量(万吨)	氨氮排放量(万吨)	二氧化硫排放量(吨)	氮氧化物排放量(吨)	烟(粉)尘排放量(吨)
2004	52568	27.52	3.01	1179000		
2005	56241	29.7	5	1456000		
2006	55102	29.8	3.77	1557000		
2007	60405	28.8	3.33	1455800		
2008	70421	28	3.38	1431000		
2009	73155	27.9	3.39	1398803		
2010	92548	27.5	4.06	1394100		
2011	100389	91.9	5.39	1409404	1421896	739876
2012	102424	88.39	5.27	1384928	1418897	833010

资料来源：内蒙古统计年鉴 2013。

2.2　区内能源需求的不确定性分析

2.2.1　经济、社会、产业发展的趋势性判断与不确定因素

经济、社会、产业发展的趋势性判断存在诸多不确定因素。伴随着能源工业的起飞和资源性产品价格暴涨，内蒙古经济经历了飞速发展的黄金十年，其中能源部门的扩张扮演绝对主角。然而，当前世情国情正在发生深刻变化，内蒙古的发展也处于战略转型的重要节点，未来内蒙古发展何去何从并没有明确答案。这一方面取决于内蒙古本身发展战略的调整，另一方面也受国内外宏观形势的影响。产业结构调整是“十三五”时期至 2050 年内蒙古经济转型的重要内容，本报告总结了未来内蒙古产业结构调整面临的正向因素，即促进产业结构转型升级的因素，以及负向因素，即产业结构维持现有发展惯性的因素。两者间的张力使中长期内蒙古的产业结构变动趋势存在不确定性。其中，正向因素包括：第一，内蒙古兼具发展工业、重化工业的能源资源优势、区位优势、产业优势和成本优势，尤其对于电力、钢铁、有色金属、化工、建材等高耗能行业；第二，资源型产业在内蒙古经济的核心地位很难动摇，在全国具有明显的比较竞争优势及较大的提升空间，内蒙古产业结构转型升级依靠资源型产业改造提升；第三，内蒙古的发展定位是要加快建设“五个基地”，包括全国重要的现代煤化工生产示范基地、有色金属生产加工和现代装备制造等新型产业基地；第四，内蒙古承接国内其他省份的产业转移。负向因素包括：第一，全球和中国经济增速趋缓，对钢铁、有色金属、化工、建材等产品的需求由旺盛转为疲软；第二，国家节能减排、治理大气污染等行动，分解至地方的考核指标，都将对高耗能行业发展形成限制；第三，环境保护压力与水资源制约；第四，产业布局分散、基础设施建设滞后、装备技术和生产工艺比较落后、产业链条短等问题制约内蒙古将资源优势变成经济优势。所以，第三产业比重上升、第二产业比重下降，前者超过后者对于全国而言是个趋势，但是对于区域而言，内蒙古的资源禀赋决定了内蒙古未来的产业结构仍将偏重，具体比重取决于区内经济转型的进程与各产业的现实运行。

内蒙古仍在寻找未来新的、坚实的经济增长点及其支撑条件的过程之中，存在巨大不确定性。在产业结构方面，内蒙古工业重型化结构突出，结构调整很难一蹴而就，传统的以能源为主的经济发展模式也很难得到根本性转变。内蒙古作为全国能源的开发和输出大省，六大高耗能行业能源消费总量约占工业总量的89%，约占全社会能源消费总量的52%。近些年节能减排工作中，常规的节能手段大都付诸实施，但重型化结构未能得到根本改变。按照国务院《关于进一步促进内蒙古经济社会又好又快发展的若干意见》要求，内蒙古作为国家重要的能源和原料生产、输出基地，还将继续承担能源、原材料输出和供给任务。一批重大的能源、冶金、化工、建材等项目将会陆续建成投产，这些项目能耗较高、产业链条相对较短、产品附加值较低，产业结构重型化趋势仍将持续。

所以，在对未来内蒙古区内产业结构的情景分析上，课题组趋于保守，认为未来内蒙古三产比重仍将体现能源基地、资源禀赋的特征，二产比重下降、三产比重上升的趋势与全国相似，但是二产比重将继续高于全国平均水平，三产比重中短期仍将低于二产比重，远期将逐渐与二产持平并略微超过二产比重。同时，鉴于内蒙古产业结构发展趋势的复杂性，课题组还设置了高情景与低情景，分别代表产业结构的不同调整程度(见图2-3)。

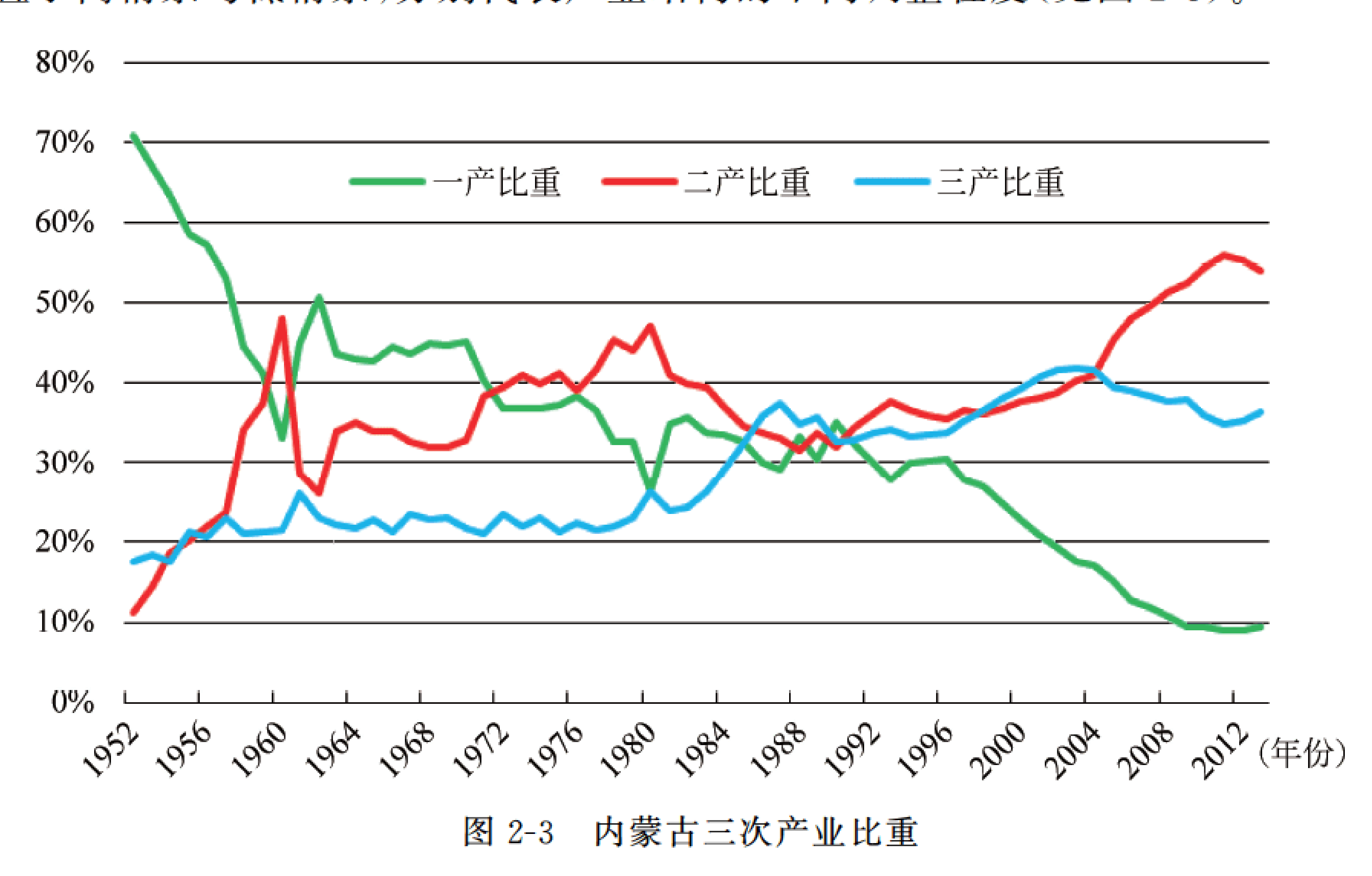


图 2-3　内蒙古三次产业比重

2.2.2　内蒙古主要耗能行业、部门未来发展战略、趋势与不确定因素

具体来看，内蒙古主要耗能行业、部门未来发展战略、趋势存在不确定性。内蒙古区内能源消费有相当大的部分来自高耗能行业，未来这些行业的增长趋势与发展规模对区内能源消费量有很大影响。内蒙古的能源消费结构以煤为主，80%以上的能源消费是以消费煤炭的形式。从煤炭的用途来看，内蒙古煤炭消费主要集中在发电、钢铁、建材、化工等行业，尤其是传统电力和煤化工行业。电力仍将形成强劲的用煤需求，区内电力需求量将继续上升，电力外送中长期呈增长趋势。钢铁与建材产业的饱和与下行已经成为全国广泛性的发展趋势，产品产量将达到峰值。煤化工的发展尤其是新型煤化工的发展被认为是区内煤炭需求新的增量因素，近年来区内煤化工的发展也是如火如荼，已建与在建项目均规模庞大。然而，从中长期看，新型煤化工的发展前景仍面临着市场需求、环境容量与政策三重不确定性，其对未来内蒙古煤炭需求增量驱动的程度也存在较大不确定。

虽然内蒙古推进工业化、城镇化的过程离不开高耗能产业的发展，但是高耗能产业能源强度与工业平均能源强度有较大差距，近年来其产值增速又低于工业平均水平。同时，高耗能产业的发展往往伴随着工业"三废"的大量释放，对这些"外部不经济"因素的处理不当导致严重的环境及生态问题。内蒙古必须通过将外部成本内生化为企业成本，改善生产技术，调整产业结构，规模经济及循环经济等方式来促进高耗能产业向能源节约型及环境友好型转变。

《内蒙古"十二五"规划》明确指出：内蒙古未来发展面临着经济增长对资源依赖偏重，非资源型产业及中小企业发展滞后，产业结构不合理等困难和挑战。规划还指出：在未来五年内，内蒙古要巩固提升能源、钢铁建材和农畜产品加工业的支柱地位；把新型煤化工、有色金属加工和装备制造业发展为新的支柱产业；积极培育新能源、新材料、新医药等战略性新兴产业；将推动服务业快速发展作为结构优化的战略重点，实现服务业发展提速、比重提高；形成多元化工业体系，实现产业结构的优化升级；通过降低能源强度，提升资源利用效率，进而增强可持续发展能力。

对于内蒙古高耗能行业未来发展趋势，2013 年 3 月内蒙古提出的"8337"发展思路指出要把内蒙古建成保障首都、服务华北、面向全国的清洁能源输出基地，全国重要的现代煤化工生产示范基地，有色金属生产加工和现代装备制造等新型产业基地等，并强调在经济发展中更注重生态与环境。而根据《内蒙古自治区人民政府关于产业结构调整的指导意见》，内蒙古未来将围绕"清洁、新型、绿色"理念，加快产业结构调整。但在提高三产比重的同时，做强二产仍是重要的发展方向。"意见"要求转变能源工业发展方式，具体包括集中建设东胜、准格尔、锡林郭勒、呼伦贝尔等亿吨级和五千万吨级大型煤炭生产基地，加大低热值煤就地转化比重，依托大型煤炭基地，建设一批大型煤电一体化坑口、路口电站群，重点建设锡林郭勒、鄂尔多斯、呼伦贝尔三大煤电基地。同时要求做大做强做优有色金属生产加工产业，大力发展有色金属精深加工，培育有色金属生产加工产业集群。加快铜、铅、锌等有色金属资源的勘探开发，积极承接有色金属产业转移，鼓励利用境外有色金属资源落地加工。推进有色金属探、采、选、冶、加一体化和煤电冶加一体化，积极探索风电、光电等新能源在有色金属冶炼生产中的应用，重点建设一批铜铅锌产业基地、煤电铝循环产业基地。意见还要求以资源环境承载能力为基础，高起点、高标准发展现代煤化工产业。在东中西部水煤等要素组合条件较好的地区，积极稳妥推进煤制油、煤制天然气、煤制烯烃、煤制乙二醇、煤制芳烃等示范工程建设，适时推进产业化，建成全国重要的现代煤化工生产示范基地。

未来内蒙古工业在发展中将更加注重节能与减排。未来高耗能行业以下发展趋势有利于推动内蒙古能源消费量，或者能源消费增量的下降。一是大力推动节能，在冶金、电力、水泥、发酵等行业开展用能企业对标达标、能源审计和能源清洁度检测活动；支持和鼓励建筑领域采用节能型建筑结构、材料和产品，逐步推行分户供热和分户计量；鼓励使用新材料、再生材料，加强金属、木材、水泥等材料的节约代用，加强装备制造、冶金、建筑等重点行业材料消耗管理；推进冶金、化工、电力、建材等高耗水行业节水技术改造，鼓励企业使用再生水，提高工业用水重复利用率和循环使用率。控制铜、铅、锌等冶炼生产能力，加快清洁生产和强化熔炼等先进适用冶炼技术应用，降低能耗和污染物排放。二是积极推动减排，促进煤炭、电力、钢铁、有色金属、化工、建材等重点行业和耗能大户降低排放，关闭和淘汰污染严重的企业和生产工艺设备；加快火电、钢铁、有色金属、水泥等行业二氧化硫、氮氧化物、烟粉尘等污染物减排，逐步削减大气污染排放总量。

内蒙古的能源消费结构以煤为主，煤炭占比超过80%，也就是内蒙古4/5以上的能源消费是以消费煤炭的形式，而煤炭的消费绝大部分都来自工业部门。从煤炭的用途来看，内蒙古煤炭消费主要集中在发电、钢铁、建材、化工等行业，尤其是传统电力和煤化工行业。从煤炭消耗方式来看，内蒙古煤炭转化率、综合利用率较低。电力仍将形成强劲的用煤需求。钢铁与建材产业的饱和与下行已经成为全国广泛性的发展趋势，达到峰值。煤化工的发展尤其是新型煤化工的发展被认为是煤炭需求新的增量因素。煤炭深加工与清洁化利用快速推进，新型煤化工产业迅速发展，煤炭的利用方式正从以燃料为主转变为燃料与原料并举，这将驱动煤炭作为新型清洁能源的化工原材料的需求，可能成为煤炭消费新的增长点。内蒙古近年来煤化工的发展也是如火如荼，已建与在建项目均规模庞大。然而，中长期看，新型煤化工的发展前景仍面临着市场需求、环境容量与政策三重不确定性，其对未来内蒙古煤炭需求增量驱动的程度也存在较大不确定性。首先，新型煤化工产品的经济性取决于其本身的生产成本与替代能源成本的对比。在煤价低迷、油气价格较高的情况下，煤化工产品因其原料成本低而具有价格优势，市场需求与经济效益都较好。然而，这也意味着新型煤化工产业的发展容易受到能源价格波动影响。煤炭价格大幅上涨或油气价格大幅下跌，将严重威胁煤化工企业的利润空间与市场需求。其次，新型煤化工的发展除了要求大量煤炭资源作为原料外，对水资源的需求也非常高。但是，内蒙古大多数地区水资源短缺，巨大的工业用水需求对当地生态平衡形成了严峻的挑战，甚至需要挤占生活用水、农业用水和生态用水，以及利用地下水发展煤制油、煤制气。此外，新型煤化工的发展对当地环境保护与碳排放也形成压力。再次，由于一些地区新建煤化工项目的积极性很高，出现不顾环境容量与技术实力限制、片面追求产能规模和经济效益、一拥而上的现象，甚至在内蒙古生态环境较为脆弱的地区也盲目扎堆发展，近年来国内的煤化工进入井喷投资阶段。2014年国家能源局已发布通知进一步规范煤制油(气)产业科学有序发展，要求严格产业准入要求，规范项目审批程序，强化要素资源配置，统筹规划试点示范，做好项目监督评价，落实相关管理责任。未来对于新型煤化工有序发展的监管会日趋规范，也将严格控制煤制油、煤制气盲目发展势头。

2.3 情景分析与比较

根据上一节对影响因素的综合分析，课题组设置了不同情景下内蒙古未来宏观经济图景，以及区内的能源需求总量与结构。

2.3.1 宏观经济情景分析

基年数据来自《内蒙古自治区2012年国民经济和社会发展统计公报》与内蒙古统计年鉴，预测分析结果见表2-3。

表2-3 内蒙古区内宏观经济预测分析

传统能源经济发展路径	2012	2015	2020	2030	2040	2050
GDP增长率(%)	11.7	7.6	7.5	6.5	5	3.2
人口(百万人)	24.9	25.2	25.8	26.8	27.8	28.8

续表

传统能源经济发展路径	2012	2015	2020	2030	2040	2050
城镇化率	57.7	59.1	61.4	65.9	70.3	74.9
一产比重(%)	9.1	9	8.8	8.9	8	5.7
二产比重(%)	56.5	54.8	52.9	52.5	51.7	49.8
三产比重(%)	34.4	36.2	38.3	38.6	40.3	44.5
清洁能源经济发展路径	2012	2015	2020	2030	2040	2050
GDP 增长率(%)	11.7	7.5	7.3	6.2	4.7	2.5
人口(百万人)	24.9	25.1	25.3	25.9	26.2	26.3
城镇化率(%)	57.7	59.5	62.4	68.3	72.5	76.6
一产比重(%)	9.1	9.4	7.8	6.6	6.5	4.7
二产比重(%)	56.5	52.6	51.2	50.6	48.2	45.5
三产比重(%)	34.4	38	41	42.8	45.3	49.8
创新能源经济发展路径	2012	2015	2020	2030	2040	2050
GDP 增长率(%)	11.7	7.4	6.8	6	4.4	2
人口(百万人)	24.9	24.9	24.9	24.9	25.0	24.9
城镇化率	57.7	59.9	63.5	70.7	76.8	82.5
一产比重(%)	9.1	9.3	9.3	9	8	7
二产比重(%)	56.5	52.5	51.2	47.5	43.8	40
三产比重(%)	34.4	38.2	39.5	43.5	48.2	53

2.3.2　能源需求情景分析

基于对内蒙古区内能源需求影响因素的分析，课题组对“十三五”至2050年区内能源消费总量与结构进行了情景分析，设定了传统能源经济发展路径情景、清洁能源经济发展路径情景与创新能源经济发展路径情景，具体如表2-4所示，其中，基年数据来自《内蒙古统计年鉴2013》。

表 2-4　内蒙古主要能源经济情景指标

传统能源经济发展路径		单位	2012	2015	2020	2030	2040	2050
能源消费总量		亿吨标准煤	2.2	2.9	3.6	4.7	5.33	5.85
人均能耗		吨标煤/人	8.84	11.5	13.97	17.51	19.16	20.35
能源消费实物量	煤炭	亿吨	2.93	3.8	4.58	5.78	6.32	6.85
	石油	万吨	1293.6	1725.5	2192.4	2862.3	3208.44	3441.42
	天然气	亿立方米	38.05	76.32	148.87	240.3	316.57	365.25
	一次电力	亿千瓦时	132	176.57	265.31	585.57	983.64	1253.21
清洁能源经济发展路径		单位	2012	2015	2020	2030	2040	2050
能源消费总量		亿吨标准煤	2.2	2.71	3.34	3.93	4.17	4.38
人均能耗		吨标煤/人	8.84	10.83	13.2	15.16	15.89	16.63

续表

清洁能源经济发展路径		单位	2012	2015	2020	2030	2040	2050
能源消费实物量	煤炭	亿吨	2.93	3.52	4.18	4.67	4.72	4.75
	石油	万吨	1293.6	1615.18	2013.25	2390.6	2479.69	2483.41
	天然气	亿立方米	38.05	77.56	145.84	212.51	256.95	283.21
	一次电力	亿千瓦时	132	226.22	382.21	768.69	1235.6	1756.68
创新能源经济发展路径		单位	2012	2015	2020	2030	2040	2050
能源消费总量		亿吨标准煤	2.2	2.4	2.6	3	3.2	3.4
人均能耗		吨标准煤/人	8.84	9.64	10.43	12.03	12.82	13.63
能源消费实物量	煤炭	亿吨	2.93	3.08	3.17	3.39	3.36	3.34
	石油	万吨	1293.6	1411.2	1547	1785	1859.2	1880.2
	天然气	亿立方米	38.05	70.38	115.34	164.66	199.7	222.41
	一次电力	亿千瓦时	132	280	483.45	989.68	1536.58	2132.65

第三章 “十三五”及中长期我国能源需求分析

在对我国能源消费的历史与现状分析基础上，本节对我国未来能源需求进行分析研究，拟从宏观经济、产业经济、行业经济、人口、城镇化、政策、科技、环境等八个方面，简析影响我国未来能源需求的驱动因素和约束因素及其未来发展趋势，回答未来哪些因素将促进我国能源需求继续增长，哪些因素将对能源需求形成抑制，哪些因素存在不确定性趋势或影响。

总的来讲，我国能源需求主要面对以经济社会驱动与资源环境约束这组“驱动-约束”关系为主要内容的增量驱动与减量驱动。一方面，能源是经济运行的血液，我国工业化和城镇化的继续推进与经济总量的持续增长需要更多的能源作为支撑；另一方面，近年来以雾霾为代表的生态环境问题已日益严峻，危害日益突出，也受到公众和政策面的极大重视，而能源的生产和消费确实是大气污染、水污染、土地污染等环境问题的重要原因，要治理这些环境问题，优化能源结构，控制能源消费总量是关键环节。经济社会驱动与资源环境约束对能源需求形成增量与减量两个方向的作用力，加上其他作用因素，共同影响未来我国的能源需求总量与结构。

3.1 我国能源需求的影响因素分析与趋势判断

3.1.1 正向驱动因素

经济减速换挡，但经济规模仍将持续扩大

经济增长与经济规模的扩大，是能源需求上升的最主要驱动因素之一。2012 年，我国平均每万元国内生产总值（2010 年可比价格）的能源消费量是 0.76 吨标准煤，煤炭、石油、电力消费量则分别为 0.75 吨、0.10 吨、0.11 万千瓦时。这也使我国全球排名第二的经济规模同时对应着占全球 22.4％的一次能源消费量，而我国煤炭消费量占全球煤炭消费总量的比重甚至超过 50％。

目前，国际国内经济形势正在发生深刻变化。世界经济增速继续小幅回落，全球工业生产和贸易疲弱，价格水平回落，国际金融市场持续波动。发达国家与发展中国家经济继续分化，但格局已发生转变，发达国家增长动力略有增强，新兴与发展中国家增长动力不足、风险积聚。中国经济减速换挡，工业化、城镇化稳步推进，全面深化改革蓝图展开。受国际经济形势与国内结构调整作用，我国经济在经历了 30 余年的高速增长后，进入减速换挡期，2012 年开始 GDP 增长率有所下降，2013 年 GDP 增长率降为 7.7％，这也使得能源消费增长速度有所趋缓。根据 IEA（2013），EIA（2013）等报告预测，中国经济长期（2011—2035）平均年增长率在 5.7％左右。

从中长期看，我国经济已经进入新的发展阶段，从新的阶段性特征出发，经济要适应“新

常态”,将呈现高效率、低成本、可持续的中高速增长模式。预测未来我国经济将从10%左右的高速增长转为7%～8%的中高速增长,运行一段时间后再切换至4%左右的中速增长。经济增速逐渐下滑将是中长期趋势。然而,由于基数很大,未来我国经济规模的持续增长仍然会对能源需求形成较为强劲的支撑。

人口缓慢增长,人均能源消费量逐年升高

人口规模是影响社会经济活动水平与能源需求的基础性因素。新中国成立以来,我国总人口数从1949年的5.4亿人增加至2013年的13.6亿人,2013年的人口自然增长率为4.92‰。未来至2050年,我国人口的增长速度将继续趋缓,人口规模呈先增后减趋势。根据《中国人口白皮书》(2000)及国内外相关机构的研究成果,估计到2020年我国人口将达到14.8亿人左右,IEA(2013)预测2035年为14.3亿人。

从年龄结构来看,我国的“老龄化”现象已经比较明显,65岁及以上人口占比已经从1990年的4.9%提高至2012年的9.4%。未来随着人口缓慢增长与人均预期寿命的提高,我国的“老龄化”趋势将更为明显。据研究,老龄化社会的重要特征之一是家庭户数增加、家庭规模缩小,这将使家庭的人均生活用能增加。

为促进人口长期均衡发展,《中共中央关于全面深化改革若干重大问题的决定》启动实施一方是独生子女的夫妇可生育两个孩子的政策,这是我国30年来首次放松一胎政策。美银美林估计,这项改革将给中国额外带来约950万婴儿。然而,由于生育观念的改变与城镇化水平的提高,“单独二胎”的放开并不会带来“婴儿潮”和人口激增。据卫计委预测,即使政策调整后,中国的峰值总人口也将低于15亿。

随着经济社会发展,我国的人均能源消费量从1980年的622千克标准煤增加至2012年的2611千克标准煤,呈逐年升高趋势,未来我国10多亿的人口规模仍将驱动能源需求,使能源消费总量长期维持在较高水平(见图3-1)。

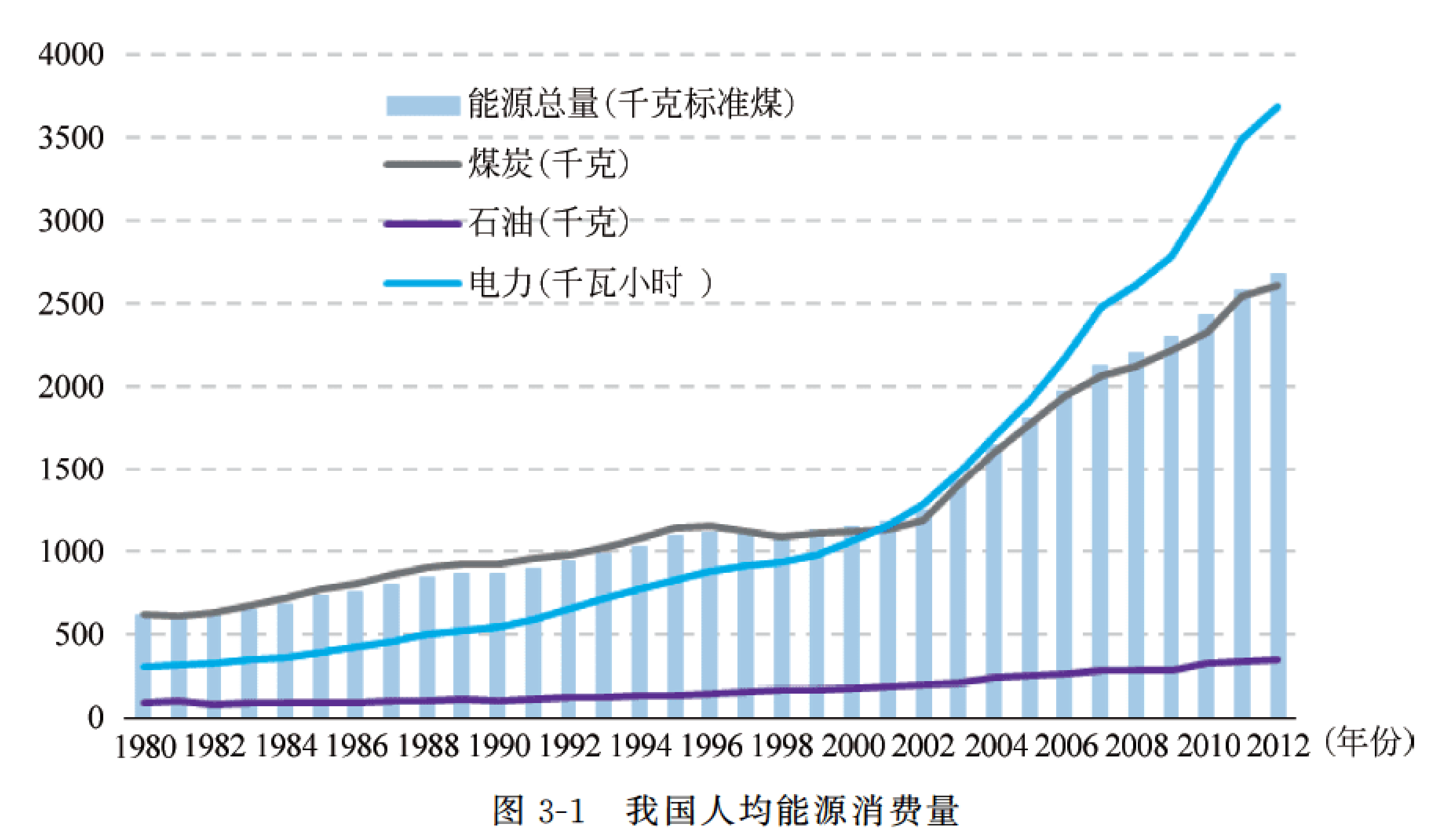


图3-1　我国人均能源消费量

工业中长期仍将持续快速增长,对用能需求形成支撑

目前中国仍然处于工业化阶段,工业占GDP比重从建国初期的低于20%提升至2006年的42%,近年来稍有下降,2013年为37%(见图3-2)。从中长期来看,工业化仍是中国发展

的一个主要内容，从制造业大国转向制造业强国仍是未来我国工业发展的重要方向。从整个世界工业化过程来看，在可以预见的中长期，中国的工业还将持续、快速增长，仍将使用大量钢、铁、铜、铝等自然资源，消耗大量石油、天然气、煤炭等能源。这是工业化不可逾越的阶段。

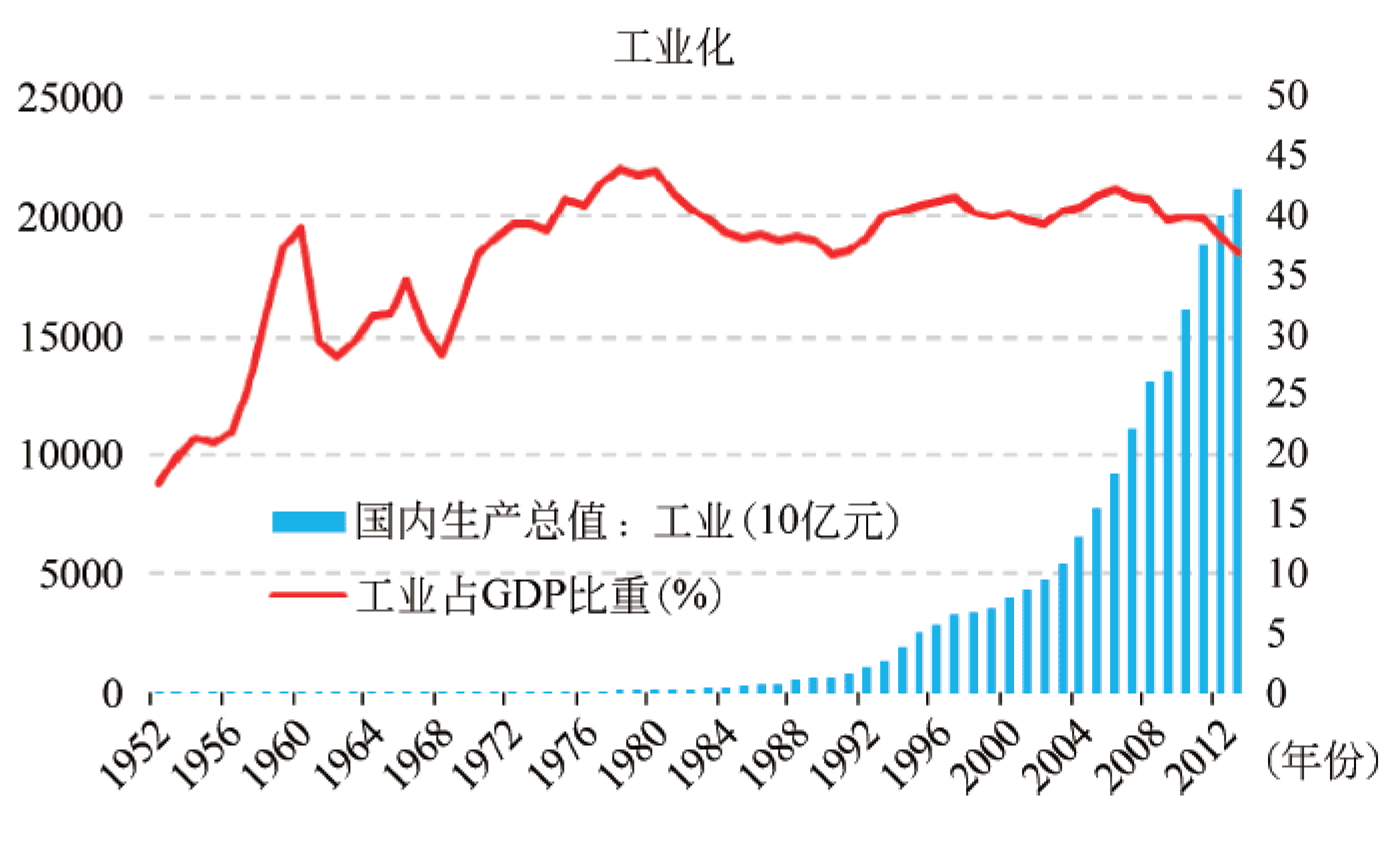


图 3-2　中国工业发展水平

具体从行业来看，电力、钢铁、建材、化工等高耗能行业未来发展速度将有所趋缓，但是庞大的体量仍将对用能需求形成支撑。以占能源消费结构比重最高的煤炭为例，电力部门是最主要的耗煤部门，随着未来我国小康社会建设的深入，电力需求仍将维持高速增长态势，所以，电气化水平的提高与电力需求的上升仍将成为煤炭消费的重要增量驱动因素。钢铁、建材等行业产能过剩，产品也接近消费峰值，作为耗煤大户，其行业发展走势以及技术进步、节能减排下单位煤耗的下降使其对未来煤炭消费的驱动作用将有所减弱，但仍将保持庞大的基数。从煤化工来看，传统煤化工普遍处于产能饱和过剩阶段，其煤耗将逐渐稳定。而新型煤化工近年来发展势头强劲。我国煤炭资源较为丰富，目前全国煤炭市场呈总量宽松、结构性过剩的总态势，煤炭价格水平较低。而我国石油与天然气资源较为匮乏，未来油气消费需求仍将继续上升，在油气供需形势紧张、对外依存度不断攀高的背景下，煤制油、煤制气等新型煤化工产业可以作为我国石油、天然气供给的重要补充。煤制气、煤制油技术也在示范投产过程中逐步积累经验，如煤制油产业已经形成四条比较成熟的工业化技术路线。这些是我国发展煤化工的有利条件。目前，我国新型煤化工虽然仍处于起步阶段，但规划在建项目规模较为庞大，各地争相规划和上马建设煤制油、煤制气项目，这些项目的建成运营未来将形成规模较大的煤炭需求，对煤炭消费形成正向驱动。

城镇化进程积极稳妥推进，促进建设投资需求与生活用能需求

我国城镇化水平仍然较低，根据世界城镇化发展普遍规律，我国仍处于城镇化率 30%～70%的快速发展区间。2013 年我国常住人口城镇化率为 53.73%，户籍人口城镇化率只有 36%左右，不仅远低于发达国家 80%的平均水平，也低于人均收入与我国相近的发展中国家 60%的平均水平。2014 年，国家发改委发布《国家新型城镇化规划(2014—2020 年)》，目标到 2020 年常住人口城镇化率达到 60%左右，户籍人口城镇化率达到 45%左右，努力实现 1 亿左右农业转移人口和其他常住人口在城镇落户。未来新型城镇化建设将加快发展，我国的城镇化率与居住在城镇的人口数也将继续增加。

新型城镇化的推进将大力拉动城市基础设施、公共服务设施和住宅建设等城镇化主题

投资需求，拉动钢铁、建材等高耗能产品的消费，从而拉动对能源的需求。另一方面，城镇化意味着大量人口从农村转移至城市生活，从图 3-3 可以看到，城乡人均生活用能的差距虽然在逐渐缩小，但是 2012 年数据仍相差 100 千克标准煤，粗略估算，目前至 2050 年，大约还有 3.5 亿农村人口转为城镇人口，假设城乡用能差距基本不变，城镇化率从 54%提高至 79%意味着新增用能需求 0.35 亿吨标煤。

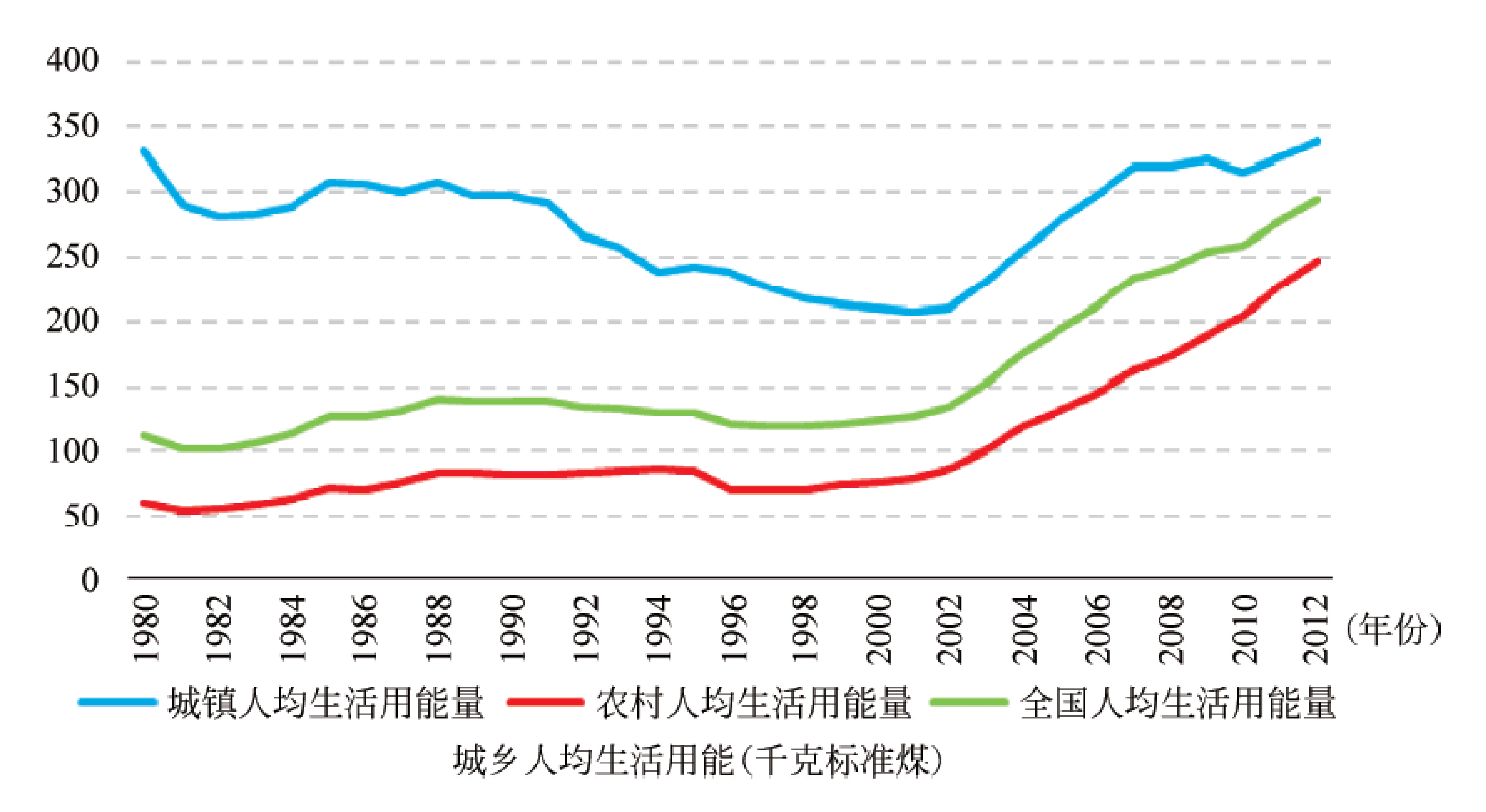


图 3-3 城乡人均生活能源消费

3.1.2 负向约束因素

生态环境形势日益严峻，环境容量红线约束加强

能源的开发利用支撑着经济发展和工业进步，但与此同时，能源尤其是化石能源的生产和消费造成的大气污染、水污染、土壤污染破坏等问题，对生态环境形成巨大压力（见图 3-4）。对民众生活与健康的负面影响也日益突出。在日益紧迫而严峻的生态环境形势下，环境容量红线对未来我国能源消费的约束作用正在逐渐加强。

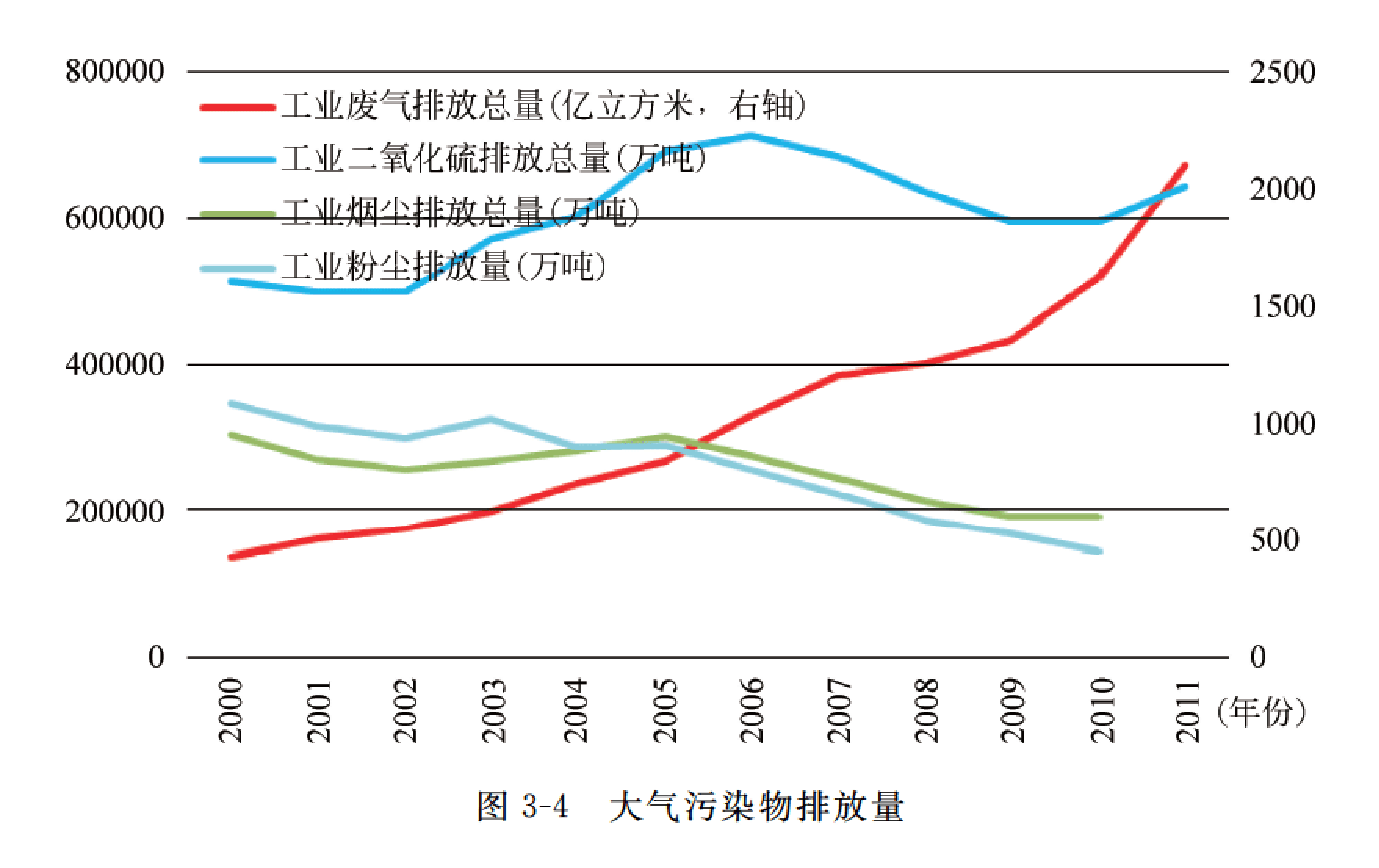


图 3-4 大气污染物排放量

从环境容量的角度来看，我国国内生态环境难以继续承载粗放式的发展，国际上应对气候变化的压力也日益增大。我国主要污染物和温室气体排放总量居世界前列，大气污染问题日益凸显。有研究表明，中国近70%的城镇地区未达到国家环境空气质量标准，更遑论世界卫生组织的空气质量标准。我国的能源消费结构以煤为主，煤炭占比长期在70%左右。大量燃煤产生的SO_2、NO_x、PM10、PM2.5、CO_2等污染物与温室气体的排放对空气质量造成严重危害，燃煤也被认为是近年来日益严重、备受关注的雾霾问题的主因。化石燃料二氧化碳排放是温室气体的主要来源，由于全球温室气体排放量不断增加，全球变暖的趋势没有得到有效遏制，国际社会对控制全球变暖长期目标的关注不断加强，我国在国际气候变化谈判中面临的压力越来越大。水污染与土地污染也非常突出，大量水资源被消耗或污染，煤矸石堆积大量占用和污染土地，二氧化硫排放形成的酸雨影响面积达120万平方千米，部分地区的污染已经触目惊心，严重威胁当地居民的生产生活。这些环境问题很多都与我国能源消费量尤其是燃煤量的直线上升及其粗放式利用密切相关。如果按照现有的能源消费水平以及上升趋势不加控制，未来将超越环境和资源的可承载能力，无法达到可持续发展的要求，甚至造成巨大的生态环境灾难。

能源消费面临“总量型”约束与日趋严格的政策压力

政策面也越来越重视能源消费引发的生态环境问题以及能源消费总量控制的必要性。在2014年6月中央财经领导小组第六次会议上习近平总书记发表重要讲话，就推动能源生产和消费革命提出5点要求，其中第一条即是“推动能源消费革命，抑制不合理能源消费。坚决控制能源消费总量，有效落实节能优先方针，把节能贯穿于经济社会发展全过程和各领域，坚定调整产业结构，高度重视城镇化节能，树立勤俭节约的消费观，加快形成能源节约型社会”。新一届国家能源委员会首次会议由李克强总理主持会议，会议提出：“我国作为发展中大国，随着‘新四化’深入推进和人民生活改善，未来一个时期能源需求还会增长。推动能源生产和消费方式变革，提高能源绿色、低碳、智能发展水平，实施向雾霾等污染宣战、加强生态环保的节能减排措施，改善大气质量，走出一条清洁、高效、安全、可持续的能源发展之路，大力实施节约优先战略，加快推进重点领域和单位节能工程，推广节能发电调度办法，提高能源利用效率，以较少的能源消耗促进经济社会较快发展。”从高层会议信号看，我国能源消费在中长期将面临常态化、严格化的政策约束。

我国提出要加强生态文明建设，划定生态保护红线，推进资源有偿使用和生态补偿方面的制度建设。从生态环境约束的角度看，生态保护红线的划定和相关制度建设的加强会强化水资源、空气质量等方面的生态环境约束，并进一步形成对能源生产与消费的硬约束，水土资源和环境容量超载区域的能源生产和消费将会受到严厉制约。从生产成本的角度看，相关制度的建设将会推高能源行业的资源获取成本和生态环境损害成本，进而提高能源产品的消费价格。生态环境约束的强化和能源生产成本的提升将会对能源消费尤其是化石能源消费的增长形成制约。

从具体政策来看，在日益严峻的资源环境形势下，为更好地利用能源资源，同时保护与改善生态环境，我国已经出台了一系列涵盖宏观、产业、财税、价格、环保等领域的综合性政策组合，此外还包括越来越突出的“总量型”约束，多管齐下，未来将直接或间接地调节能源消费行为，限制粗放型经济对能源的不合理需求。

在宏观政策方面，稳中求进仍是主基调。在经历了30余年高速增长后，近年来我国开始主动调低经济增长目标，2014年的目标即为7.5%。我国已经进入经济增速的换挡期与经济结构的调整期，在这一时期，中央愿意忍受结构调整中的增长放缓，对地方官员的考核也改变了过去"唯GDP论英雄"的方式，综合全面地关注经济、社会、文化、生态文明等各个方面。宏观经济政策导向的调整，意味着未来我国面对的不再是狂歌猛进、飞速扩张的经济总量，能源需求增速也随经济放缓。

在产业政策方面，国家出台了很多有关产业结构调整、节能减排、淘汰落后产能的政策[①]。从政策方向上看，未来中国仍将致力于调整偏重的产业结构，并将加快淘汰落后产能，以实现经济增长从数量到质量的跨越，这将明显减少工业用能需求。

在财税政策方面，煤炭、石油、天然气资源税从价征收均已出台，环境税方案已上报国务院，此外还有正在研究的碳税，都将对能源消费，尤其是过度地、粗放式的消费形成约束。

在价格政策方面，价格改革是经济体制改革的重点任务，资源性产品等价格改革，将形成主要由市场决定价格的机制，这意味着未来能源价格将进一步理顺，市场决定的价格也能更好地调整供给与需求，并反映资源的稀缺性与外部成本。

在环保与气候变化政策方面，2014年，中美双方共同发表了《中美气候变化联合声明》，"中国计划2030年左右二氧化碳排放达到峰值且将努力早日达峰，并计划到2030年非化石能源占一次能源消费比重提高到20%左右"。大气污染防治行动计划也在积极推进。2013年，国务院印发《大气污染防治行动计划》[②]，其中包括控制能源消费总量、压减煤炭消费等内容，如到2017年底压减京津冀鲁煤炭消费总量8300万吨。此后，各省陆续出台以大气污染防治为主题的行动计划或工作方案，环境保护部也与全国31个省(区、市)签署了《大气污染防治目标责任书》，明确了各地空气质量改善目标和重点工作任务。能源尤其是煤炭的生产和使用是大气污染物的主要来源，2014年，国家发展改革委、国家能源局和环境保护部三部委联合发布《能源行业加强大气污染防治工作方案》。以煤炭为例，未来相关部门还将陆续出台《商品煤质量管理暂行办法》、《燃煤发电机组环保电价及环保设施运行监管办法》、《煤电节能减排升级改造运行行动计划》、《京津冀散煤清洁化治理行动计划》、《关于严格控制重点区域燃煤发电项目规划建设有关要求的通知》、《煤炭消费减量替代管理办法》等与煤炭直接相关的配套政策。未来环保政策的趋势将对煤炭消费形成越来越严的直接或间接约束。

经济结构调整继续推进，高耗能产品接近消费峰值、单耗下降

我国的能源消费主要集中在工业行业。中国加快转变经济发展方式，促进产业结构调整和优化升级，以电力、煤炭、钢铁、水泥、有色金属、焦炭等高耗能行业为重点，进一步加强

① 例如《国务院关于发布实施〈促进产业结构调整暂行规定〉的决定》(国发〔2005〕40号)、《国务院关于印发节能减排综合性工作方案的通知》(国发〔2007〕15号)、《国务院批转发展改革委等部门关于抑制部分行业产能过剩和重复建设引导产业健康发展若干意见的通知》(国发〔2009〕38号)、《产业结构调整指导目录》、《国务院关于进一步加强淘汰落后产能工作的通知》(国发〔2010〕7号)，以及国务院制订的相关高耗能行业的产业调整文件等。

② 目标到2017年，全国地级及以上城市可吸入颗粒物浓度比2012年下降10%以上，优良天数逐年提高；京津冀、长三角、珠三角等区域细颗粒物浓度分别下降25%、20%、15%左右，其中北京市细颗粒物年均浓度控制在60微克/立方米左右。

淘汰落后产能政策。经济发展方式的加速转型,有利于能源经济效率的提高与能源消费结构的优化;而无论从总量还是效率看,落后产能的退出都将明显减少能源消费。

从高耗能产品来看,未来水泥、钢铁等主要耗能工业产品将出现峰值,电力生产与需求仍将进一步上升,但是供电煤耗的下降与电源结构的调整会压低发电对化石能源的需求。根据预测,水泥在2018—2020年将出现消费峰值,此后将在波动中逐步下降;粗钢消费目前已经进入峰值平台区,峰值范围为7亿～8.5亿吨,未来中短期趋势是在平台区间附近波动。高耗能产品峰值的出现与未来的下降趋势,将成为我国能源需求峰值及需求量下降的主要贡献因素之一。此外,随着技术进步、工艺提升与管理改善,高耗能行业的能效水平不断提升,能耗持续下降,节能减排也继续扎实推进,这些因素都将促进高耗能行业能源单耗与消费总量的减量化。

科技进步促进能源利用效率不断提高,既定活动水平下效率提升

在推进生态文明建设,应对气候变化、节能减排的要求下,国家全面推进节能提效,多措并举加强工业、建筑、交通节能。节能技术的发展与节能工作的推进有利于减少我国的能源消费总量。能源利用技术的进步与利用效率的提高有助于能源强度的下降,对未来中国煤炭能源总量将产生负向影响。

3.2　我国能源需求的不确定性分析

3.2.1　经济规模、增速与结构调整的机遇与挑战并存

经济规模、增速与结构都将深刻影响能源需求。未来中国的经济增长面临国内外形势的不确定性和复杂性,这意味着经济增长对能源需求的驱动力度在未来并不确定。从国际经济形势来看,目前全球并未完全走出金融危机的阴影,发达国家经济出现一定程度的复苏,尤其是页岩气革命和制造业回归驱动下的美国经济,但是高失业、高债务、高赤字的问题并没有解决,特别是对于欧盟国家;新兴与发展中国家在金融危机后一度出现强劲的复苏势头,然而,经济与社会发展中累积的不平衡、不稳定因素逐渐凸显,全球经济整体仍处于低迷而脆弱的区间。

我国经济前景也是机遇与挑战并存,全面深化改革蓝图已经开启,未来将催生巨大的改革红利,然而经济结构不合理、人口老龄化问题、劳动力价格低廉优势下降、资源成本上升、生态环境约束严峻等问题也困扰着中国经济的长期增长。

受世界经济发展不确定性与中国经济减速换挡的双重影响,未来我国能源需求增速也面临着很大不确定性。经济增长速度提高和反弹,会对能源消费总量控制目标和峰值产生冲击;而经济增速的下滑则会使能源消费总量控制的难度下降。

从经济结构来看,目前中国经济发展方式依然粗放,重化工业规模大、增速快,能源密集型产业低水平过度发展、比重偏大,钢铁、有色金属、建材、化工四大高耗能产业单位产值能耗高,这使得我国的产业结构调整迫在眉睫,同时也有巨大的调整空间与潜力。然而产业结构调整与经济发展方式转变不会一蹴而就,中期乃至更长时期,高耗能行业仍可能会继续增长,在产业结构调整过程中,受市场波动变化影响,也仍有可能出现高耗能行业的投资冲动与生产反弹,这将带来能源消费量的继续增长。

3.2.2 能源消费总量控制与环保政策具体措施与执行进度不确定

对于能源消费而言，政策面趋紧是中长期的趋势，目前已经出台的相关政策，对能源消费提出了很多约束性的目标与措施，未来类似的政策仍将继续出台，很多政策已经在制定的过程之中，如环境保护税等。虽然政策趋势已经比较明确，但是未来能源消费的具体路径，还取决于这些政策的实施进度与效果。

控制能源消费总量面临着政府与市场、中央政府与地方政府的多重博弈，打破了原有的市场均衡，也面临着行政目标和市场微观主体经济行为选择的不一致性，这就使得能源消费总量控制的推进将不可避免地面对一些困难和障碍。以控制煤炭消费为例，煤炭产业转型困难重重，就业问题严峻，地方救市心切，会影响控煤目标的落实。理顺市场机制，正确处理好各个市场主体的利益和激励机制，通过行政手段引导市场自我调节，这才能有效地实现压减能源消费的政策目标。

此外，在具体的能源消费总量控制过程中，由于能源统计数据存在误差，地方与中央的统计口径与结果存在差异，这一难题给能源消费总量控制政策的建立和落实，及其目标向部门和地区的分解实施和考核，带来较大的困难和不确定性。

日益严格的环保政策会对能源消费，尤其是粗放式的能源消费形成遏制，但是环保政策的有效执行仍面临很多方面的挑战，如环保法律体系不健全、环保政策与其他政策间协同性较弱等。

3.2.3 价格是影响需求的核心因素，能源价格水平与能源比价关系前景不明

从需求分析的角度看，价格是直接影响产品需求的关键因素（见图 3-5）。国际能源价格一直呈现周期性的波动特征，从国内能源价格水平分品种来看，受煤炭需求偏弱、产能继续增加、市场供大于求以及相关政策影响，我国煤炭价格总体呈下降趋势。未来能源价格走势存在的不确定性很多，能源比价关系也可能发生大幅变动，这将影响未来我国的能源消费选择。与其他能源品种相比，煤炭具备价格低廉的成本优势。即使是在环保要求最为严苛的欧盟，2013 年也曾因为气价上升而煤价低廉，出现煤炭消费量的明显上升。所以，未来能源分品种价格变动趋势的不确定性，也会对能源需求产生不确定性影响。

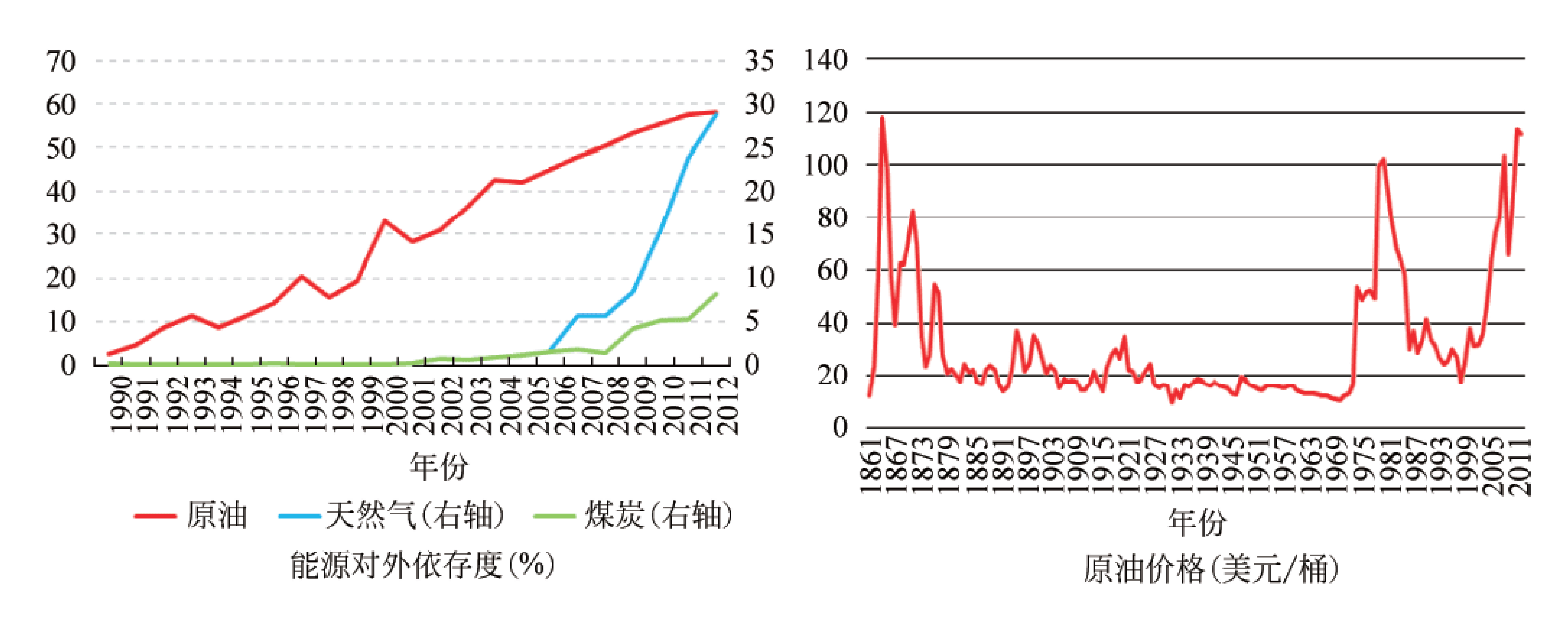


图 3-5 能源对外依存度与国际油价变动

除了价格水平，价格弹性也能决定价格水平变动对需求量变动的影响程度。价格弹性

包括能源本身的需求价格弹性与交叉价格弹性。影响价格弹性的因素包括商品的可替代性、调节需求量的时间、商品支出在预算总支出中占比、消费欲望等。

能源比价关系也将对我国的能源需求结构产生影响。以煤炭需求为例，如果天然气、可再生能源等替代能源供应充裕，用煤方如燃煤电厂能够以较低的成本与较快的时间实现装备技术更换，那么煤炭价格的变动与替代能源价格的变动就能更大程度地影响煤炭需求，也就是煤炭需求对价格更为敏感。所以价格因素对各能源品种需求的影响不仅取决于国际国内能源市场价格的变动，也取决于替代能源的可及性和替代技术的突破改进，这些方面在未来均存在不确定性。

3.3　情景分析与比较

根据以上对"十三五"及中长期我国能源需求正向驱动因素、负向约束因素及不确定因素的分析，结合 2050 能源经济路径分析系统(全国版)，课题组提出未来全国能源消费的三种情景。

详细的消费情景数据如图 3-6 和表 3-1 所示。在高情景中，全国能源消费总量在 2050 年前将持续增加，2015 年将达 41 亿吨标煤，2030 年超过 55 亿吨标煤，而到 2050 年将接近 56

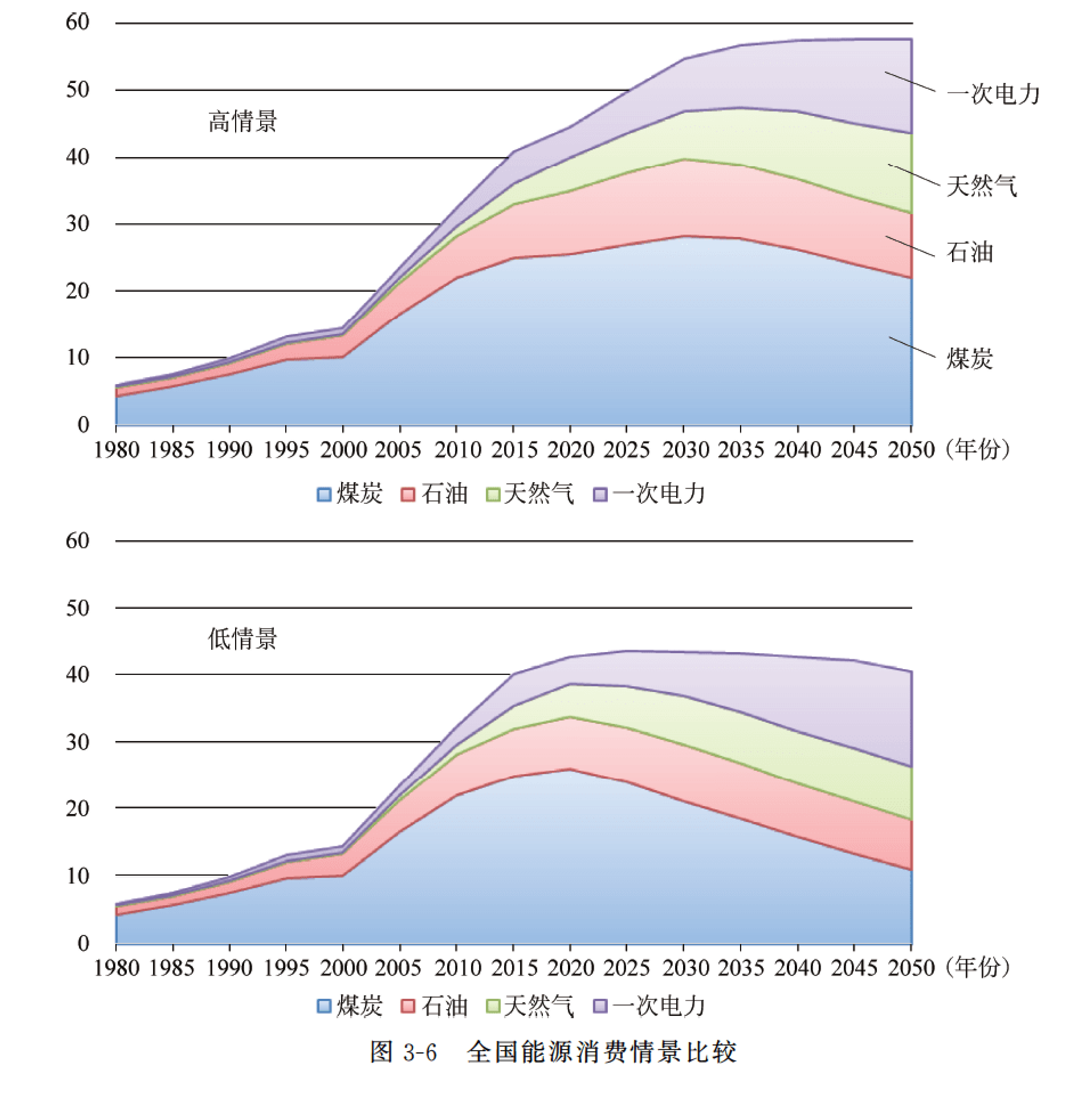


图 3-6　全国能源消费情景比较

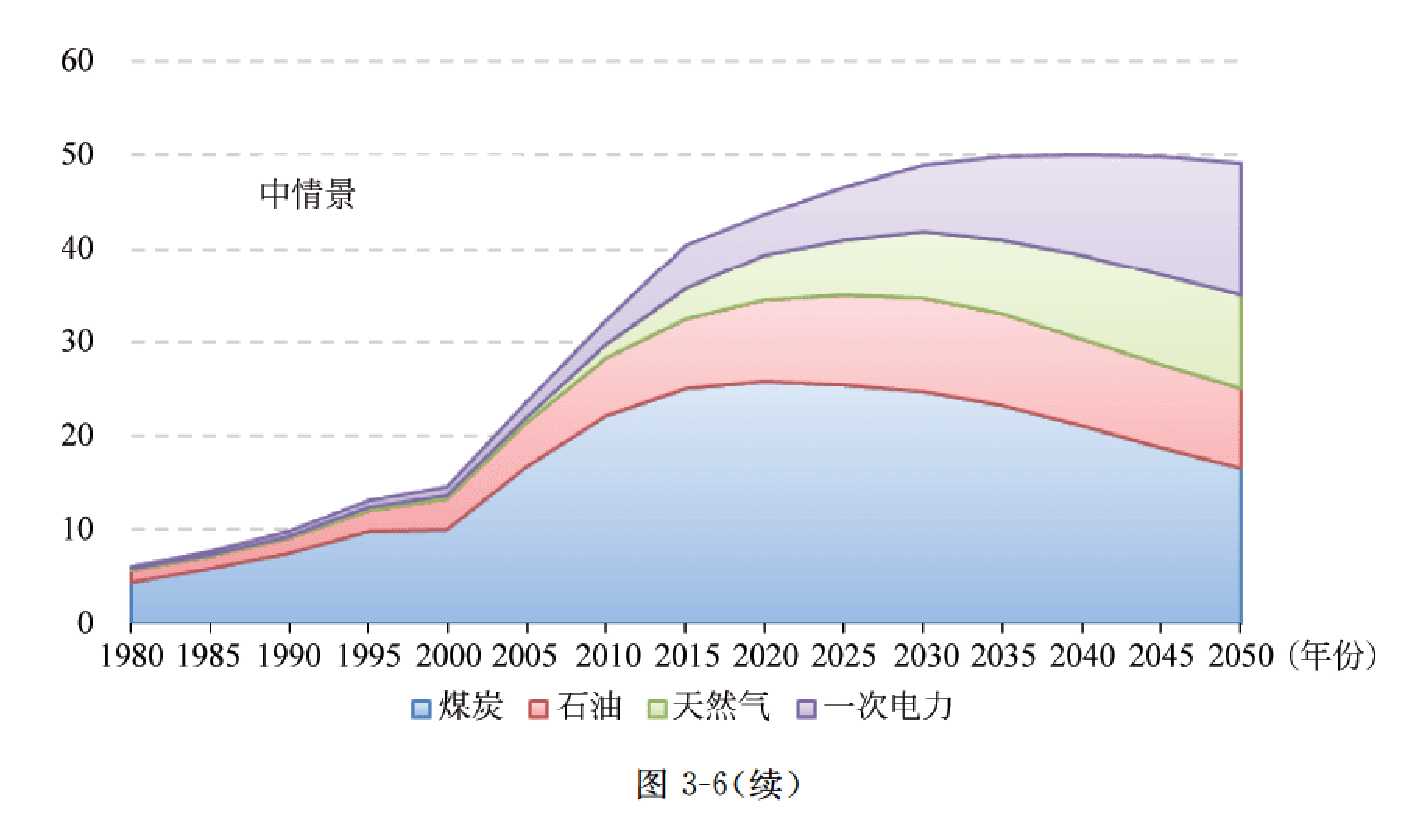


图 3-6(续)

亿吨标煤;在低情景中,全国能源消费 2015 年为 40.1 亿吨标准煤,在 2030 年将达到峰值 47 亿吨,此后开始下降,2050 年降至 40 亿吨标准煤左右。中情景是课题组认为最有可能的情景,2015 年能源消费总量为 40.1 亿吨标准煤,2030 年为 50.5 亿吨标准煤,此后缓慢上升至 2040 年的峰值,约 50.67 亿吨标准煤,此后进入平台期并小幅下降,2050 年的能源消费量与 2030 年基本持平。

表 3-1 全国能源经济情景分析

高情景		单位	2012	2015	2020	2030	2040	2050
能源消费总量		亿吨标准煤	36.17	41.23	48.12	55.1	59.1	55.6
人均能耗		吨标准煤/人	2.68	3.01	3.4	3.96	4.31	4.18
能源消费实物量	煤炭	亿吨	36.66	40.2	42.59	44.63	42.76	37.43
	石油	亿吨	4.9	5.31	6.1	6.76	6.83	5.81
	天然气	亿立方米	1414.29	2255.64	3082.71	4661.65	5864.66	6616.54
	一次电力	万亿千瓦时	1.07	1.41	2.44	3.31	4.48	4.63
中情景		单位	2012	2015	2020	2030	2040	2050
能源消费总量		亿吨标准煤	36.17	40.1	45.3	50.5	50.67	45.21
人均能耗		吨标准煤/人	2.68	2.92	3.21	3.66	3.73	3.43
能源消费实物量	煤炭	亿吨	36.66	38.31	39.47	38.91	34.12	25.89
	石油	亿吨	4.9	5.16	5.43	5.78	5.6	4.28
	天然气	亿立方米	1414.29	2105.26	2631.58	3984.96	4962.41	5789.47
	一次电力	万亿千瓦时	1.07	1.58	2.7	3.79	4.55	4.79
低情景		单位	2012	2015	2020	2030	2040	2050
能源消费总量		亿吨标准煤	36.17	40.1	44.3	47.2	44.23	40.01
人均能耗		吨标准煤/人	2.68	2.93	3.17	3.43	3.28	3.05
能源消费实物量	煤炭	亿吨	36.66	38.08	36.94	32.82	23.62	18.13
	石油	亿吨	4.9	4.94	5.3	5.58	5.11	4.28
	天然气	亿立方米	1414.29	2030.08	3082.71	4586.47	5338.35	4962.41
	一次电力	万亿千瓦时	1.07	1.77	2.78	3.85	4.77	5.13

第四章 “十三五”及中长期内蒙古区外能源需求分析

内蒙古自治区区位独特，资源富集，是我国重要的能源输出大省。在“8337”发展战略中，内蒙古也将自身定位为“保障首都、服务华北、面向全国的清洁能源输出基地”。从资源情况看，内蒙古能源矿产资源丰富，开发前景广阔。煤炭探明储量8080亿吨，居全国之首；风能资源总储量16.3亿千瓦，技术可开发量14.6亿千瓦，占全国50%以上；天然气分布集中，已探明储量超过1万亿立方米，居全国第4位。[①] 从区位情况看，内蒙古横跨“三北”，毗邻八省，西部“金三角”地区面向京津唐，东部地区靠近东三省，北部接壤俄罗斯和蒙古，具有很好的区位优势，与周边各经济圈都有便捷的融合，外输能源也具备天然的运输优势。对于内蒙古这样的能源生产基地而言，能源生产有相当一部分是用于满足区外其他省份的能源需求。

区外对内蒙古能源外调的需求研究包括三个部分的内容。内蒙古向区外调出能源的规模与流向，第一取决于供应端，即内蒙古的生产能力与中长期产量预测；第二取决于需求端，即区外的能源需求、能源供需缺口及能源调入需求；第三取决于使供需匹配、达到均衡的基础条件与市场机制，主要包括区位、通道、价格等。本节主要对“十三五”及中长期内蒙古区外能源需求进行分析，重点解析需求端与区位、通道等因素，进而对内蒙古外送情景进行展望。

4.1 区外省份对内蒙古能源实际需求的影响因素分析

分析中长期区外省份对内蒙古能源的实际需求，包括两个层次的问题，一是区外能源需求的总量是多少，二是需要从内蒙古调入的能源占多大的比例。而从内蒙古的角度看，分析实际需求，需要回答两个关键问题，一是要外调多少，二是能外调多少。课题组认为，要对这些问题作出回答，需要解析以下几方面的核心要素：一是目标市场需求及其变化趋势；二是内蒙古外送通道，运输能力与产能共同决定的内蒙古能源外调能力；三是能源输出省间的基本情况及其协同竞争关系；四是国际市场格局及其趋势对内蒙古能源调出的影响。本节将从这四方面展开定性研究，为外调量的定量分析提供依据和支撑。

4.1.1 目标市场需求总量

《内蒙古清洁能源输出基地产业发展规划(2013—2020)》提出，内蒙古将以建设清洁能源输出基地为中心任务，围绕“保障首都、服务华北、面向全国”抓发展定位和市场定位，围绕

① 资料来源：内蒙古发改委综合处《内蒙古经济社会发展基本情况》。

“清洁”抓转化、生产和消费，围绕“输出”抓目标市场和立体、高效、安全、便利的通道建设，围绕“基地”抓能源产业的绿色、集约、现代化发展，提高国家能源安全供应的保障能力。

内蒙古资源储量丰富，区位优势明显，目标市场容量非常大。由于地处祖国北部边疆，横跨西北、华北、东北三个经济区，毗邻八个省区，承东启西，既与东中部地区形成比较紧密的经济合作关系，是东中部地区的资源腹地，又与西部地区构成密不可分的经济发展整体。内蒙古距离华北、华中、华东等负荷中心300～1500公里，是特高压输电的经济合理距离。

从目前内蒙古能源外送的目标市场来看，煤炭外调主要输往华东、华北、东北、华南，较少输往华中、西北、西南。东三省、东南沿海及长江中下游省区是最主要的煤炭销售市场。电力外送主要送往华北、东北，少量送往宁夏、陕西。天然气外送主要通过已建成的“三横一纵”(陕京一、二、三线，克什克腾旗-北京煤制气管道)天然气管道，主要输往华北地区。未来内蒙古能源外送的市场前景，取决于多方面的影响因素，主要包括区外其他省区的能源需求、能源政策、能源供需缺口，以及供需双方的合作意向。

从全国来看，我国正处于经济转型期，潜在增长率趋缓，经济下行压力较为明显。区域经济分化明显，多数省份经济增速回落，部分省份出现较为明显的增速下滑，增速均未达到预期目标。区域经济的分化，尤其是内蒙古主要能源外送市场的经济转型，会显著影响其调入内蒙古能源的实际需求。具体来看，经济增速靠后的省份主要分为四种类型。一是经济总量已达一定规模的东部发达省份，如北京、上海；二是沿海省份外贸遇冷，加工贸易向内陆转移，如浙江、江苏；三是东北老工业基地，产业结构偏重，如黑龙江、吉林；四是资源型省份，如山西、内蒙古。而前三类都是内蒙古能源外输的主要市场。区外目标市场经济增速的下调与发展方式的转型，意味着未来区外能源需求增速，尤其是与工业、重工业生产密切相关的煤炭等化石能源的需求增速会进一步放缓，内蒙古能源调出面对的目标市场需求不再会如前些年那样强劲。

具体到特定的能源品种，区外的能源环保方面的政策也会产生较大影响。对于内蒙古最为关键的是，其主要的煤炭外送目标市场将受到京津冀鲁、华东等地区治理雾霾行动的影响，如《大气污染防治行动计划》要求到2017年底压减京津冀鲁煤炭消费总量8300万吨，长期来看煤炭消费会进一步压减，煤炭消费比重会不断下降，这将对内蒙古地区的煤炭市场形成较大而长期的影响。

未来全国能源消费将大力坚持低碳绿色清洁的主要方向，清洁能源在国内能源市场中的份额也会不断提升，在最新的《中美气候变化联合声明》中我国已计划到2030年将非化石能源占一次能源消费比重提高到20%左右。内蒙古也在积极开拓清洁能源产品市场，不仅与天津、山东、江苏、河北、吉林等省市签订能源合作协议，还与北京、浙江达成了清洁能源输出的一致意见。据此，到2017年，可外送电力2770万千瓦、煤制天然气320亿～360亿立方米；到2020年外送电力6100万千瓦、煤制天然气560亿～600亿立方米。

课题组基于对全国与内蒙古能源需求的影响因素分析与趋势判断，结合2050年能源经济路径分析系统的全国版与内蒙古版，对未来至2050年全国、内蒙古以及区外能源需求情景进行了展望分析(见表4-1)。其中，区外能源市场需求总量是内蒙古能源向区外调出所面对的总的市场容量，而最终总市场容量中由内蒙古能源外送所占的市场份额，则取决于内蒙古本身的调出能力、能源输出省间的协同竞争以及国际市场影响三方面的综合作用。

表 4-1　全国、内蒙古及区外能源需求量情景总结

高情景	单位	2012	2015	2020	2030	2040	2050
煤炭(全国)	亿吨	36.66	40.2	42.59	44.63	42.76	37.43
石油(全国)	亿吨	4.9	5.31	6.1	6.76	6.83	5.81
天然气(全国)	亿立方米	1414.29	2255.64	3082.71	4661.65	5864.66	6616.54
能源消费总量(全国)	亿吨标准煤	36.17	41.23	48.12	55.1	59.1	55.6
煤炭(内蒙古)	亿吨	2.93	3.8	4.58	5.78	6.32	6.85
石油(内蒙古)	亿吨	0.129	0.173	0.219	0.286	0.321	0.344
天然气(内蒙古)	亿立方米	38.05	76.32	148.87	240.3	316.57	365.25
能源消费总量(内蒙古)	亿吨标准煤	2.2	2.9	3.6	4.7	5.33	5.85
煤炭(国内区外)	亿吨	33.73	36.4	38.01	38.85	36.44	30.58
石油(国内区外)	亿吨	4.771	5.137	5.881	6.474	6.509	5.466
天然气(国内区外)	亿立方米	1376.24	2179.32	2933.84	4421.35	5548.09	6251.29
能源消费总量(国内区外)	亿吨标准煤	33.97	38.33	44.52	50.4	53.77	49.75
中情景	单位	2012	2015	2020	2030	2040	2050
煤炭(全国)	亿吨	36.66	38.31	39.47	38.91	34.12	25.89
石油 (全国)	亿吨	4.9	5.16	5.43	5.78	5.6	4.28
天然气 (全国)	亿立方米	1414.29	2105.26	2631.58	3984.96	4962.41	5789.47
能源消费总量(全国)	亿吨标准煤	36.17	40.1	45.3	50.5	50.67	45.21
煤炭(内蒙古)	亿吨	2.93	3.52	4.18	4.67	4.72	4.75
石油(内蒙古)	亿吨	0.129	0.162	0.201	0.239	0.248	0.248
天然气(内蒙古)	亿立方米	38.05	77.56	145.84	212.51	256.95	283.21
能源消费总量(内蒙古)	亿吨标准煤	2.2	2.71	3.34	3.93	4.17	4.38
煤炭(国内区外)	亿吨	33.73	34.79	35.29	34.24	29.4	21.14
石油(国内区外)	亿吨	4.771	4.998	5.229	5.541	5.352	4.032
天然气(国内区外)	亿立方米	1376.24	2027.7	2485.74	3772.45	4705.46	5506.26
能源消费总量(国内区外)	亿吨标准煤	33.97	37.39	41.96	46.57	46.5	40.83
低情景	单位	2012	2015	2020	2030	2040	2050
煤炭(全国)	亿吨	36.66	38.08	36.94	32.82	23.62	18.13
石油(全国)	亿吨	4.9	4.94	5.3	5.58	5.11	4.28
天然气(全国)	亿立方米	1414.29	2030.08	3082.71	4586.47	5338.35	4962.41
能源消费总量(全国)	亿吨标准煤	36.17	40.1	44.3	47.2	44.23	40.01
煤炭(内蒙古)	亿吨	2.93	3.08	3.17	3.39	3.36	3.34
石油(内蒙古)	亿吨	0.129	0.141	0.155	0.179	0.186	0.188
天然气(内蒙古)	亿立方米	38.05	70.38	115.34	164.66	199.7	222.41
能源消费总量(内蒙古)	亿吨标准煤	2.2	2.4	2.6	3	3.2	3.4
煤炭(国内区外)	亿吨	33.73	35	33.77	29.43	20.26	14.79
石油(国内区外)	亿吨	4.771	4.799	5.145	5.401	4.924	4.092
天然气(国内区外)	亿立方米	1376.24	1959.7	2967.37	4421.81	5138.65	4740
能源消费总量(国内区外)	亿吨标准煤	33.97	37.7	41.7	44.2	41.03	36.61

4.1.2 内蒙古能源外送通道

煤炭外送通道

煤炭方面的外送主要包括公路运输与铁路运输两种途径。根据内蒙古交通运输厅的统计,2012 年煤炭运输量为 5.6 亿吨,占运输总量的 45%;煤炭周转量为 1409 亿吨千米,占总量的 42.7%。内蒙古中西部地区是全区主要的煤炭产销地,公路运输主要销往河北、天津及区内呼电、包头电厂、丰镇电厂和托电等各大电厂。煤炭出区货运量 2.4 亿吨,占煤炭货运量的 42.7%,是入区货运量的近 8 倍;内销货运量 2.2 亿吨,占煤炭货运量的 39.8%;倒装量 6708 万吨,占总量的 11.9%。2013 年上半年,煤炭及制品公路运输量为 3.8 亿吨,占总量的 52.4%;煤炭周转量 783 亿吨千米,占总量的 47.3%。煤炭出区运量为 1.8 亿吨,占煤炭及制品运输总量的 47%;入区运量为 0.09 亿吨,占 3%;内销货运量 1.4 亿吨,占 40%;倒装量约为 0.4 亿吨,占 11%。①

煤炭及制品是内蒙古公路运输最主要的货物,受铁路资源发展状况的制约,煤炭及制品在全区公路货物运输中占有约一半的比重;铁路方面,“十二五”时期规划煤炭外运通道包括完善大秦、准朔、大准、朔黄铁路通道,重点建设鄂尔多斯至曹妃甸、鄂尔多斯至华中、锡林郭勒至绥中港、锡林郭勒至曹妃甸、白音华至锦州等 5 条煤炭外运新通道,能够基本实现煤炭外运畅通无阻。所以未来至 2050 年,煤炭外送面对的通道制约已逐渐解除,随着铁路通道的完善,公路运输的比重将进一步下降。一般情况下,在铁路运力有保障的情况下,铁路运输会挤压公路运输,铁路外运的比例会升高;而在铁路运力不足时,公路外运的比例将会升高。

与前些年运力短缺制约煤炭外送的情况不同,目前内蒙古煤炭外送通道在运力方面并没有太大问题,鉴于未来区外调入需求结构的转变与内蒙古能源输出结构的调整,原煤直接外送将被有条件地控制,加上煤炭市场的持续低迷,运力偏紧的状况也会呈不断缓解趋势。

从未来煤炭外送通道建设来看,根据《内蒙古清洁能源输出基地产业发展规划(2013—2020)》,到 2017 年内蒙古要基本形成铁路运输网络发达、点线结合、辐射能力强、快捷高效的现代化煤炭物流体系,新增铁路出区能力达到 6 亿吨,全面保障国家对内蒙古的煤炭外调需求(见图 4-1)。具体来讲,要重点提升现有鄂尔多斯至黄骅出海通道运力,完成大(同)-准(格尔)铁路扩能改造、准(格尔)-朔(州)铁路、大准-神池铁路建设,由目前的 5000 万吨左右提高至 1.5 亿吨。加快蒙西至曹妃甸港口及蒙西至华中出海通道,锡林郭勒盟至鄂尔多斯市-曹妃甸线的多(伦)-丰(宁)线建设,煤炭出海运力增加 4 亿吨。推进巴(彦乌拉)-新(邱)线、锡(林浩特)-乌(兰浩特)线铁路建设,加快融入东北铁路网络,运力增加 1 亿吨。适时推进锡(林浩特)-赤(峰)铁路和赤(峰)-绥(中港)铁路前期工作,开拓锡盟煤炭经绥中港出海通道,远景运力增加 1.5 亿吨。

电力外送通道

内蒙古自治区电网分蒙东电网和蒙西电网两部分。蒙西地区共有 6 条外送通道,外送

① 资料来源:内蒙古交通运输厅。



图 4-1　内蒙古自治区“十二五”铁路网规划图

能力 1500 万千瓦。其中，网对网两条通道：汗海-沽源双回、丰泉-万全双回，合计四回 500 千伏线路，送电能力 390 万千瓦；蒙西点对网四条通道，拖电-浑源四回 500 千伏线路，送电能力 440 万千瓦；岱海-万全双回 500 千伏线路，送电能力 220 万千瓦；上都-承德三回 500 千伏线路，送电能力 340 万千瓦；京隆-大同单回 500 千伏线路，送电能力 110 万千瓦。蒙东地区共有 6 条外送通道，外送电力能力 1065 万千瓦。外送通道均为网对网。其中一条直流通道，呼辽±500 千伏线路，送电能力 300 万千瓦；5 条交流通道，其中兴甜线双回 500 千伏线路、送电能力 10 万千瓦；伊敏-冯屯双回 500 千伏线路、送电能力 205 万千瓦；科尔沁-沙岭双回 500 千伏线路，送电能力 280 万千瓦；青山-燕南双回 500 千伏线路和青山-北宁双回 500 千伏线路，送电能力 270 万千瓦。

目前电力外送仍存在外送通道容量不足问题，未来电力跨省、跨网外送通道的建设将影响区外调入内蒙古电力的潜力与可行性。从未来外送通道建设来看，特高压输电通道方面，锡林郭勒盟至山东济南特高压电力外送通道于 2014 年 11 月在多伦县正式开工建设，这是内蒙古电力外送的首条特高压工程，也是我国“西电东送”的重要标志性工程，国家加快推进大气污染防治行动计划重点输电通道“四交四直”特高压工程之一。该线路全长 730 千米，2017 年建成后将有效实现内蒙古“煤从空中走、电送全中国”的发展战略。锡盟至济南特高压电力外送通道以交流方式送出，电压等级为 1000 千伏，送电容量为 900 万千瓦，其中接入火电装机容量 800 万千瓦，捆绑输送风电规模为 100 万千瓦。

根据《内蒙古清洁能源输出基地产业发展规划(2013—2020)》，未来几年内蒙古将加快电力外送通道建设，逐步提高输电比重。推进鄂尔多斯、锡林郭勒、呼伦贝尔等煤电基地至华北、华中、华东、东北输电通道建设。重点建设锡盟至江苏(或山东)、蒙西至天津、蒙西至两湖、蒙西至河北、上海庙至山东、呼伦贝尔、通辽、赤峰、兴安盟至华北(或东北)、通辽科尔

沁至辽宁新民、赤峰巴林至辽宁阜新等特高压或超高压外送电通道，到2017年，新增外送电通道6条，总计达到17条以上，新增外送电力3000万千瓦。到2020年，再新增外送电通道3条，总计达到20条以上，再新增外送电力2900万千瓦。而按照国家电网公司总体规划，到2020年，内蒙古境内将建成12条特高压电力外送通道。届时，内蒙古电力外送规模可达到1.3亿千瓦，年外送电量8300亿千瓦时，增加当地煤炭就地转化3.8亿吨。

油气外送通道

管道运输是石油天然气最主要的运输方式。在石油运输管道建设方面，内蒙古自治区主要推进呼包鄂、银川至临河，保定至呼和浩特，锦州至赤峰的管道建设。天然气外送能力也在不断提高，从2002年的30亿立方米增长至2012年的300亿立方米。

从内蒙古未来油气管道发展情况来看，根据中石油公司提供的资料，该公司在内蒙古境内拟建设中俄东线天然气管道、中俄原油管道二线和陕京四线天然气管道。其中，中俄东线天然气管道起自黑龙江黑河，止于上海，长3450千米，设计输量380亿～125亿立方米/年；管道途经内蒙古通辽市，长约45千米；正在开展项目可行性的研究工作。中俄原油管道二线起自黑龙江漠河，止于黑龙江大庆，长968千米，设计输量1500万吨/年。管道途经内蒙古呼伦贝尔市，长约142千米，正在开展项目可行性的研究工作。陕京四线管道起自陕西靖边首站，途经陕西、内蒙古、河北、北京4省区市，止于北京高丽营末站，干支线长度1275千米，其中干线长度1120千米，设计输量300亿立方米/年。陕京四线管道干线途经内蒙古，在内蒙古境内长度670千米，目前项目已获国家发改委核准，正在做开工前的准备工作。

在未来外送油气管道建设上，根据《内蒙古清洁能源输出基地产业发展规划（2013—2020）》，未来将围绕清洁油气产品外送，以内蒙古已建成的“三横一纵”（陕京一、二、三线，克什克腾旗-北京煤制气管道）天然气外送管道为基础，重点统筹建设“六横”外送油气管道：陕京四线、鄂尔多斯-河北（沧州）天然气管道，鄂尔多斯-天津，乌兰浩特-吉林和海拉尔-齐齐哈尔-哈尔滨煤制气管道、呼和浩特-北京甲醇制汽油管道。加快联络线、支线、气田集输管道建设，积极推进管网互联互通，形成天然气、煤制气、煤层气、页岩气等多种气源公平接入、统一输送的格局。到2017年，全区形成“九横一纵”外送油气管道网络，新增输气管道外送能力860亿立方米，外送天然气（煤制气）达到680亿立方米，外送清洁油品940万吨；到2020年，外送天然气（煤制气）达到800亿立方米，外送清洁油品1940万吨。

4.1.3 能源输出省间比较

我国正加快建设山西、鄂尔多斯盆地、内蒙古东部地区、西南地区、新疆五大国家综合能源基地，目标是到2015年，五大基地一次能源生产能力达到26.6亿吨标准煤，占全国70%以上；向外输出13.7亿吨标准煤，占全国跨省区输送量的90%（见图4-2，本图为示意图，涉及的陆海疆界应以国家测绘部门的正式地图为准。本报告中的类似示意图均照此办理）。从趋势上看，未来国家综合能源基地将向东中部主要能源消费区外送大量能源，并成为全国跨省区输送的主要供应来源。这些基地的能源外送将共同满足国家很大一部分的能源需求，能源生产省份之间、能源基地之间，也存在竞争与协同关系。本节主要从能源基地布局、能源资源、能源外调、能源运输等角度解析全国能源跨省区输送的基本情况，并对未来能源输出省的能源外送趋势进行分析判断。

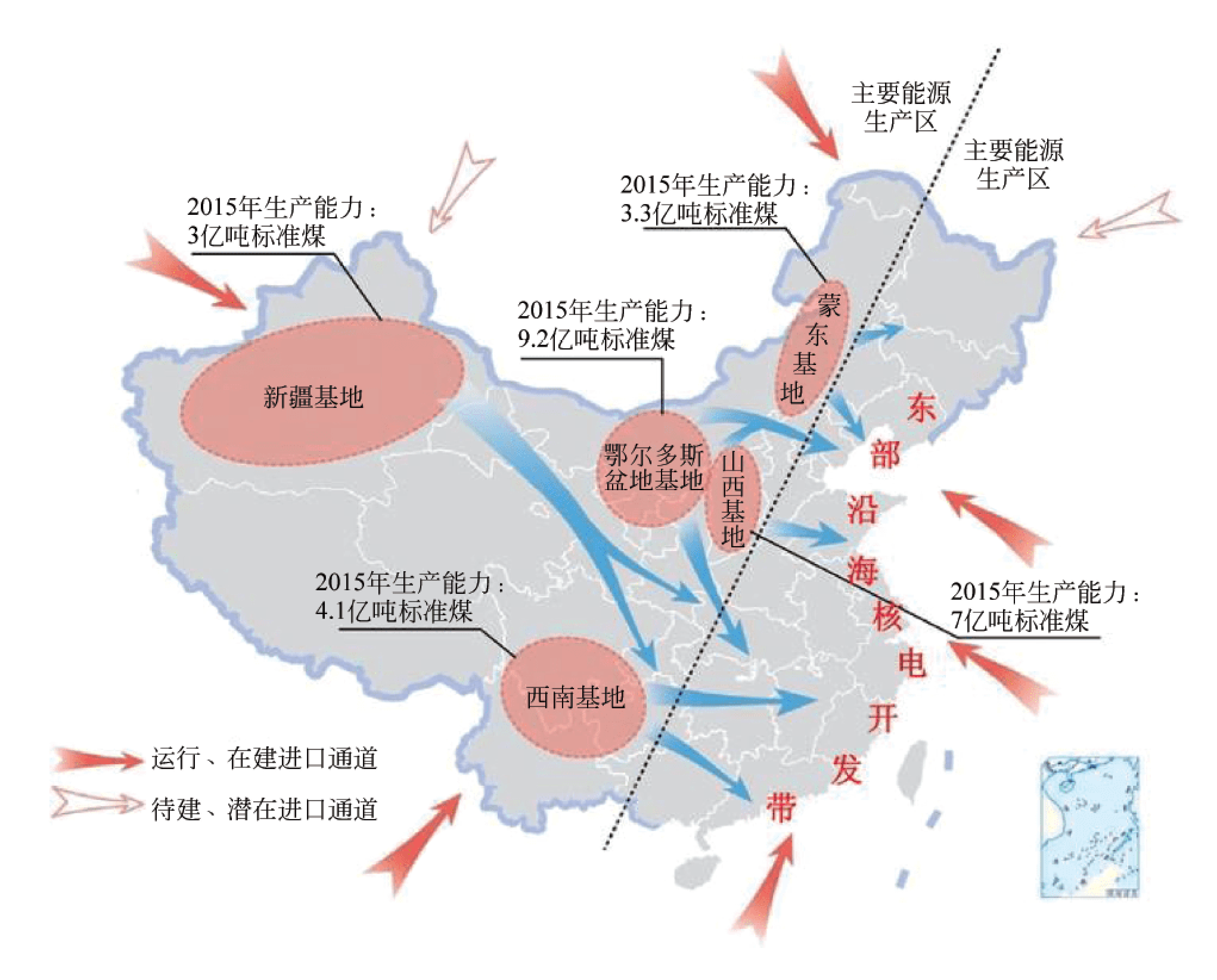


图 4-2　国家综合能源基地示意图

（资料来源：《能源发展“十二五”规划》）

从具体能源品种来看，能源资源开发重点如表 4-2 所示。从国家能源生产布局来看，新疆、内蒙古、山西等省以及西南地区是国家重点建设的能源生产与输出基地，此外，还有一些能源资源较为丰富的地区，如陕西、宁夏、甘肃等，也担负着特定品种能源生产与外送的功能。

表 4-2　“十二五”时期能源资源开发重点

	能源资源开发重点
大型煤炭基地	加快陕北、黄陇、**神东**、**蒙东**、宁东、新疆等煤炭基地建设，优化开发晋北、晋中、晋东、河南、两淮和云贵煤炭基地资源，控制冀中、鲁西煤炭基地开发规模和强度，到“十二五”末，形成 10 个亿吨级和 10 个 5000 万吨级特大型煤炭企业，产量占全国的 60%以上
大型风电基地	建设河北、**蒙西**、**蒙东**、吉林、甘肃、新疆、黑龙江以及山东沿海、江苏沿海风电基地，到 2015 年，大型风电基地规模达到 7900 万千瓦
太阳能电站	按照就近消纳、有序开发的原则，重点在西藏、**内蒙古**、甘肃、宁夏、青海、新疆、云南等太阳能资源丰富地区，利用沙漠、戈壁及无耕种价值的闲置土地，建设若干座大型光伏发电站，结合资源和电网条件，探索水光互补、风光互补的利用新模式

续表

	能源资源开发重点
非常规天然气开发区块	建成沁水盆地寺河、潘河、成庄、潘庄、赵庄和**鄂尔多斯盆地柳林**、韩城-合阳煤层气地面开发项目，推进山西、辽宁、安徽、河南、重庆、四川、贵州等省市重点矿区煤层气井下规模化抽采。建成长宁、威远、富顺-永川、昭通、鄂西渝东等21个页岩气规模化勘探开发区
大型水电基地	重点开工建设金沙江白鹤滩、乌东德、梨园、龙开口、鲁地拉、观音岩、苏洼龙、叶巴滩、拉哇、昌波、旭龙，雅砻江两河口、牙根一级、牙根二级、孟底沟、卡拉、杨房沟，大渡河双江口、猴子岩、硬梁包、丹巴、老鹰岩、安谷、金川、安宁、巴底、枕头坝二级、沙坪一级，澜沧江古水、黄登、苗尾、乌弄龙、里底、托巴、大华桥、橄榄坝、古学、如美，黄河上游班多、羊曲、门堂、玛尔挡，雅鲁藏布江中游加查、街需、大古，长江干流小南海，怒江松塔，汉江旬阳，第二松花江丰满重建，乌江白马，红水河龙滩二期，帕隆藏布忠玉，库玛拉克河大石峡，开都河阿仁萨很托亥等项目；深入论证、有序启动澜沧江上游侧格、卡贡，黄河上游宁木特、茨哈峡，金沙江中游龙盘，怒江干流六库、马吉、亚碧罗、赛格等项目

资料来源：《能源发展"十二五"规划》。

能源资源基本情况

煤炭方面，内蒙古煤炭资源丰富，煤种齐全，煤质优良。根据内蒙古能源开发局的数据，全区煤炭预测远景储量12250亿吨，居全国第2位；累计探明储量8080亿吨，居全国首位（见表4-3）。区内十二个盟市均有煤炭赋存，东部地区主要赋存于呼伦贝尔市、锡林郭勒盟、通辽市霍林河，其中呼伦贝尔市1400亿吨、锡林郭勒盟1250亿吨、通辽市霍林河121亿吨，均以褐煤为主；西部地区主要赋存于鄂尔多斯市、乌海市、阿拉善盟，其中鄂尔多斯市5106亿吨，以长焰煤、不黏煤为主，乌海市34亿吨，以焦煤为主，阿拉善盟19亿吨，以无烟煤为主。"内蒙古储量在百亿吨以上的特大型煤田有5处。东胜煤田的精煤是不用洗的天然优质动力煤，可与国际标准煤媲美，经济价值很高，已探明储量927.7亿吨。鄂尔多斯煨煤（烟煤）是造气和制作水煤浆的优质工业用煤。准格尔煤田探明储量259亿吨，发热量达7470千卡/千克。"①全区2012年有煤炭企业365户，合法生产煤矿563座，现有生产能力8.92亿吨。

石油方面，内蒙古地区石油资源相对较为丰富，但分布分散，开采难度较大。全区总资源量为20亿～30亿吨，目前已探明地质储量6.14亿吨，技术可采储量1.14亿吨，主要分布在4个地区，分别是：鄂尔多斯（内蒙古境内）、呼伦贝尔盟海拉尔盆地的海拉尔油田，锡林郭勒盟二连盆地的二连油田，通辽市开鲁和奈曼盆地的科尔沁油田。

天然气方面，内蒙古地区天然气资源也十分丰富，可采储量位居全国前列。全区天然气远景储量达5万亿m^3，探明地质储量1.67万亿m^3，技术可采储量为0.86万亿m^3。主要集中分布在鄂尔多斯盆地（内蒙古境内）和海拉尔盆地，二连盆地、银根-额济纳旗盆地沉积盆地也有少量分布。鄂尔多斯盆地的天然气资源最为可观，天然气总资源量约10.7万亿m^3，其中，内蒙古区境内天然气资源量4.1万亿m^3。目前鄂尔多斯盆地已有陕西境内的长庆气

① 吕君、哈斯巴根主编《内蒙古自治区能源发展报告（2013）》，经济管理出版社，2014年版，第43页。

田和榆林气田，内蒙古境内的乌审气田、大牛地气田、苏里格气田三个大气田。苏里格气田是中国目前陆上最大的整装气田，含气面积5500平方千米，探明储量6025亿 m^3；乌审气田含气面积2000平方千米，探明储量1012亿 m^3；大牛地气田含气面积156平方千米，探明储量1186亿 m^3，纵跨蒙陕的靖边气田内蒙古境内部分探明储量也高达1136亿 m^3。由于资源储量大、品位高，苏里格、乌审、大牛地等气田成为国家"西气东输"工程的重要气源。

一次电力主要是风能与太阳能资源。内蒙古风能资源丰富，根据2009年全国风能资源详查的结果，我国70米高度的陆上风能资源潜在开发量为35.6亿千瓦，技术可开发量为25.7亿千瓦，内蒙古全区风能资源潜在开发量为16.3亿千瓦，技术可开发量14.6亿千瓦，约占全国风能资源的一半以上，技术可开发面积达39.5万平方千米，其中乌兰察布、巴彦淖尔、包头、阿拉善盟、赤峰、通辽、锡林郭勒、鄂尔多斯等地区都是全国风能资源条件最好的地区（见图4-3，本图为示意图，没有标出南海地区）。根据我国风资源区域划分情况，内蒙古自治区蒙西地区为Ⅰ类风能资源区，风电年理论利用小时数在2500以上，蒙东地区为Ⅱ类风能资源区，风电年理论利用小时数为2300～2500。太阳能资源也非常丰富，全区太阳能年总辐射为4599～7884MJ/m^2，年日照时数为2600～3400，仅次于西藏，居全国第二位，内蒙古的太阳能资源自北向南、自东向西增加，全区大部分地区年太阳能总辐射在5000兆焦/平方米以上，东北部年总辐射较低，为5000MJ/m^2 左右，西南部年总辐射最大，为7000MJ/m^2 左右。根据《内蒙古自治区太阳能资源评估报告》，全区可开发太阳能资源的土地面积为105.2万平方公里，如果5%用来安装太阳能光伏系统，装机容量可达10亿～15亿千瓦（见表4-4）。主要分布于巴彦淖尔大部、乌海、阿拉善盟中北部以及鄂尔多斯市北部等太阳能资源丰富区及呼伦贝尔西南部、兴安盟、通辽西部、赤峰等太阳能资源较丰富区。

表4-3 内蒙古与其他能源省份化石能源资源对比

省份	石油储量（万吨）	天然气储量（亿立方米）	煤炭储量（亿吨）
内蒙古	8517.07	8344.3	401.66
陕西	31397.94	6376.26	108.99
宁夏	2299.47	294.96	32.34
新疆	56464.74	9324.37	152.47
甘肃	19184.32	224.58	34.08
山西			908.42

数据来源：国家统计局。其中，石油的数据为剩余技术可采储量；天然气的数据为剩余技术可采储量；资源类数据来源于国土资源部。

表4-4 全国太阳能资源区划

名称	符号	指标 [kW·h/(m^2·a)]	占国土面积	地 区
极丰富带	Ⅰ	≥1750	17.40%	西藏大部分、新疆南部以及青海、甘肃和内蒙古西部
很丰富带	Ⅱ	1400～1750	42.70%	新疆大部、青海和甘肃东部、宁夏、陕西、山西、河北、山东东北部、内蒙古东部、东北西南部、云南、四川西部

续表

名称	符号	指标 [kW·h/(m²·a)]	占国土面积	地　区
丰富带	Ⅲ	1050～1400	36.30%	黑龙江、吉林、辽宁、安徽、江西、陕西南部、内蒙古东北部、河南、山东、江苏、浙江、湖北、湖南、福建、广东、广西、海南东部、四川、贵州、西藏东南角、台湾
一般带	Ⅳ	＜1050	3.60%	四川中部、贵州北部、湖南西北部

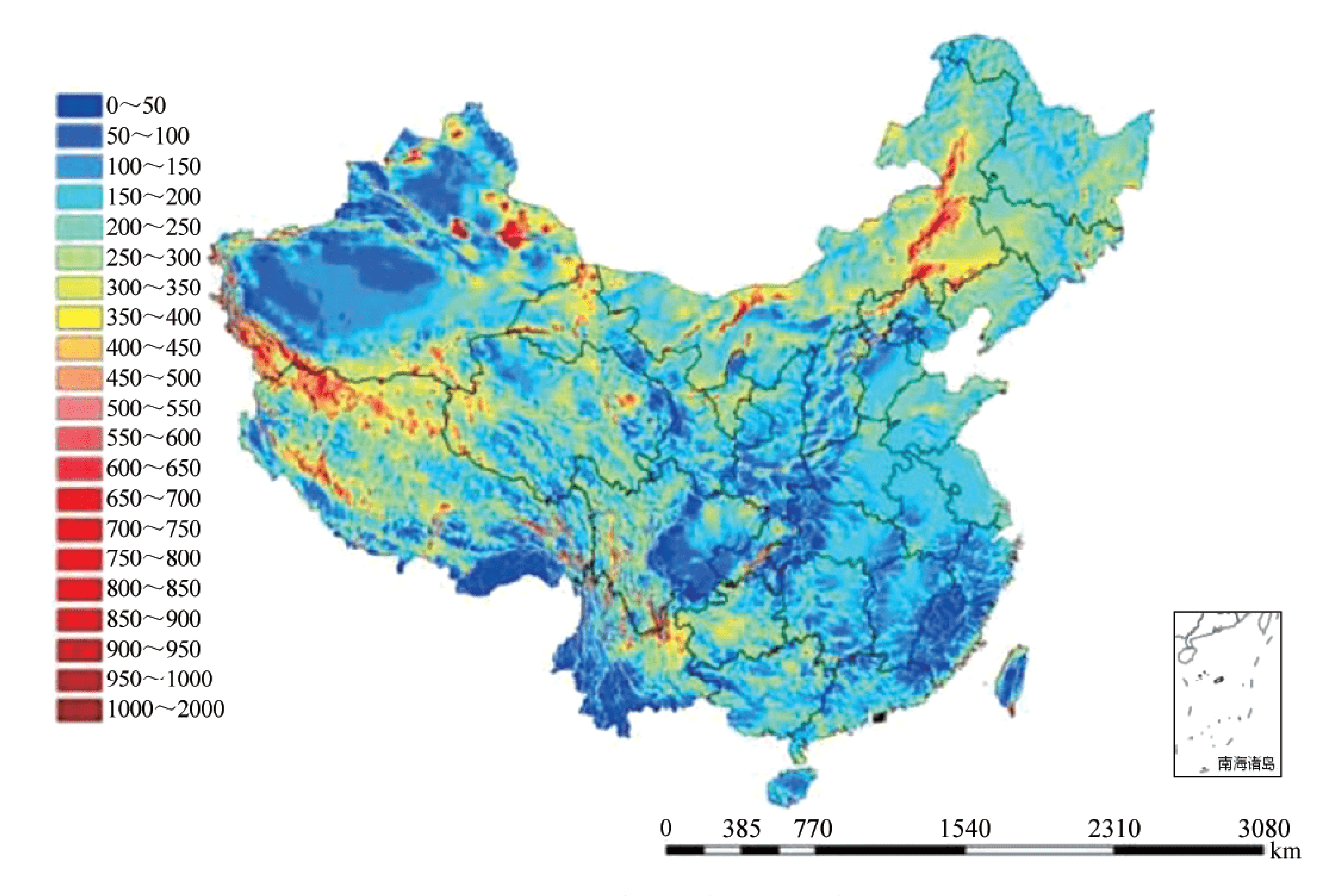


图 4-3　全国风能资源分布图(省略南海地区)

另外,煤炭是内蒙古最主要的调出品种。从煤炭质量和市场形势看,目前山西、陕西和内蒙古西部的煤炭竞争力总体上较强。从 2012 年全国各煤炭基地的产量分布来看,蒙东、神东产量分别为 4.5 亿吨、7.5 亿吨,是产量规模最大的两个煤炭基地。而山西的晋北、晋东、晋中也有较大的产量规模。其他基地如新疆、陕北、黄陇、鲁西、河南,南方的两淮、云贵等地也有超过 1 亿吨的产量规模(见图 4-4)。

从未来不景气的煤炭市场趋势看,劣质煤的市场空间显然将越来越小,即褐煤也将失去竞争力,产能扩大将受到很大限制。除非有水资源条件、生态与环境污染问题可以得到保障的地区可以有限建设部分大型坑口电站。所以,未来在国内、国际市场双重冲击下,内蒙古西部的煤炭依然具有一定的竞争优势,但东部地区褐煤的竞争力将越来越小。

根据国务院下发的《能源发展战略行动计划(2014—2020 年)》,国家中期能源供应端建设的区域规划如表 4-6 所示,以下这些地区是我国重要的能源生产与输出地,在能源调出方面可能对内蒙古构成潜在竞争关系。

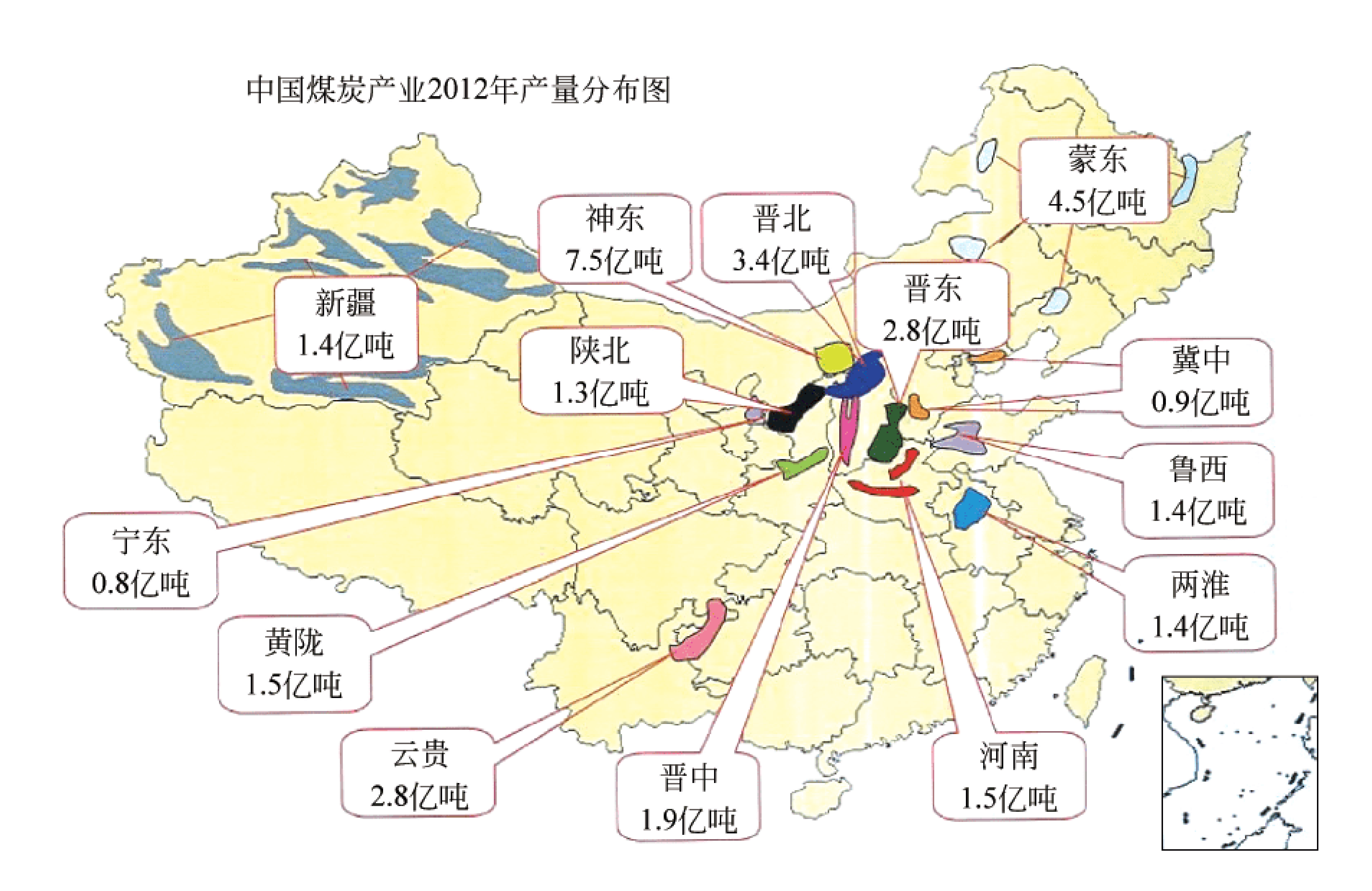


图 4-4　全国主要煤炭基地产量分布图

（资料来源：中国神华集团公司）

表 4-5　内蒙古自治区与其他省份煤炭价格比较

地区	2014 年动力煤价格（元/吨）	2014 年动力煤热值（千卡/千克）
蒙西	340～360	6000
山西	380～385	5500
陕西榆林	295～305	6000
宁夏	335～340	5500
新疆	265～275	5500

表 4-6　主要能源生产基地建设方向

煤炭	依据区域水资源分布特点和生态环境承载能力，严格煤矿环保和安全准入标准，推广充填、保水等绿色开采技术，重点建设晋北、晋中、晋东、神东、陕北、黄陇、宁东、鲁西、两淮、云贵、冀中、河南、内蒙古东部、新疆等 14 个亿吨级大型煤炭基地。到 2020 年，基地产量占全国的 95％
石油	坚持陆上和海上并重，巩固老油田，开发新油田，突破海上油田，大力支持低品位资源开发，建设大庆、辽河、新疆、塔里木、胜利、长庆、渤海、南海、延长等 9 个千万吨级大油田
常规天然气	以四川盆地、鄂尔多斯盆地、塔里木盆地和南海为重点，加大勘探开发力度，努力建设 8 个年产量百亿立方米以上的大型天然气生产基地。到 2020 年，累计新增常规天然气探明地质储量 5.5 万亿立方米，年产常规天然气 1850 亿立方米
非常规天然气	重点突破页岩气和煤层气开发。页岩气方面，着力提高四川长宁-威远、重庆涪陵、云南昭通、陕西延安等国家级示范区储量和产量规模，同时争取在湘鄂、云贵和苏皖等地区实现突破。到 2020 年，页岩气产量力争超过 300 亿立方米。煤层气方面，以沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘为重点，到 2020 年，煤层气产量力争达到 300 亿立方米

续表

煤电	采用最先进的节能节水环保发电技术，重点建设锡林郭勒、鄂尔多斯、晋北、晋中、晋东、陕北、哈密、准东、宁东等9个千万千瓦级大型煤电基地
水电	以西南地区金沙江、雅砻江、大渡河、澜沧江等河流为重点，积极有序地推进大型水电基地建设。到2020年，力争常规水电装机达到3.5亿千瓦左右
风电	重点规划建设酒泉、内蒙古西部、内蒙古东部、冀北、吉林、黑龙江、山东、哈密、江苏等9个大型现代风电基地以及配套送出工程。到2020年，风电装机达到2亿千瓦，风电与煤电上网电价相当

能源外调量基本情况

根据各省能源调出量的排序，2012年，全国煤炭调出量排名前10的省份包括内蒙古、山西、陕西、河北、贵州、安徽、山东、河南、新疆、宁夏。其中前5省份占全国省际调出总量的比重分别为33.4%、27.2%、14.8%、3.8%、2.0%。《煤炭工业发展"十二五"规划》预测了2015年全国跨省区煤炭调出的流向与规模，煤炭调出省区净调出量16.6亿吨，其中晋陕蒙宁甘地区15.8亿吨，主要调往华东、京津冀、中南和东北地区，少量调往川渝地区；新疆0.3亿吨，主要供应甘肃西部、青海和川渝地区；云贵地区0.5亿吨，主要调往广东、广西和湖南等地。

天然气调出量排名前10的省份包括陕西、内蒙古、新疆、四川、青海、重庆、山西、天津、广东、河北。其中前5省份占全国省际调出总量的比重分别为30.5%、26.6%、18.4%、14.4%、2.9%。

油品调出量排名前10的省份包括天津、山东、黑龙江、上海、陕西、辽宁、浙江、河北、江苏、新疆。其中前5省份占全国省际调出总量的比重分别为18.5%、12.9%、10.7%、9.8%、7.2%，内蒙古调出量较少。

电力调出量排名前10的省份包括内蒙古、湖北、山西、贵州、安徽、云南、宁夏、陕西、甘肃、四川。其中前5省份占全国省际调出总量的比重分别为19.5%、13.3%、11.7%、8.2%、6.6%(见图4-5)。

区位与运输基本情况①

考虑我国能源资源主要集中在中西部的晋陕蒙新地区，这些省份也与内蒙古能源外送构成较为直接的竞争，本节重点分析山西、内蒙古、新疆、陕西等地能源外运的区位与运输情况。

煤炭运输方面。由于我国煤炭产地主要集中在中西部的晋陕蒙地区，而煤炭消费地主要集中在东部沿海地区，煤炭生产与消费空间分布不平衡，形成了我国大规模、长距离、跨区域运输煤炭的需求，也决定了我国"西煤东调"、"北煤南运"的煤炭运输总体格局，以及以"三西"煤炭基地为核心，向东、南呈扇形分布的运输网络结构(见图4-6)。"煤炭铁路运输以晋陕蒙(西)宁甘地区煤炭外运为主，由大秦线、朔黄线、石太线、侯月线、蒙冀线、陇海线、宁西线和山西中南部通道等组成横向通道，由京沪线、京九线、京广线、焦柳线以及规划建设的蒙西、陕北至湖北、湖南和江西的煤运铁路等组成纵向通道。水运以锦州、秦皇岛、天津、唐山、

① 参考资料：《输煤输电比较拓展研究》，国网能源研究院、发改委运输所研究报告。

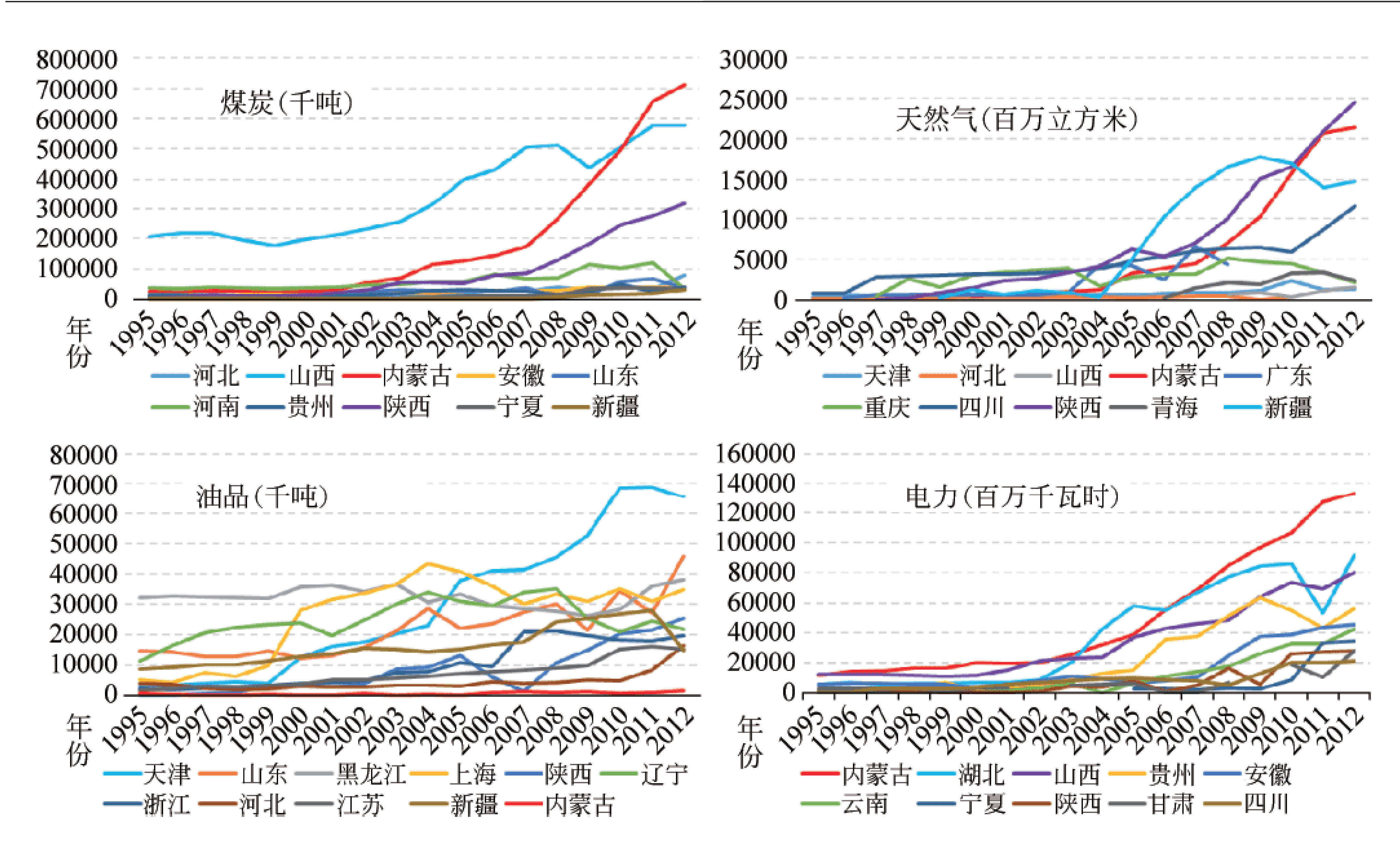


图 4-5　主要能源大省煤油气电调出量

黄骅、青岛、日照、连云港等北方下水港，江苏、上海、浙江、福建、广东、广西、海南等南方接卸港，以及沿长江、京杭大运河的煤炭下水港，组成北煤南运水上运输系统。”①

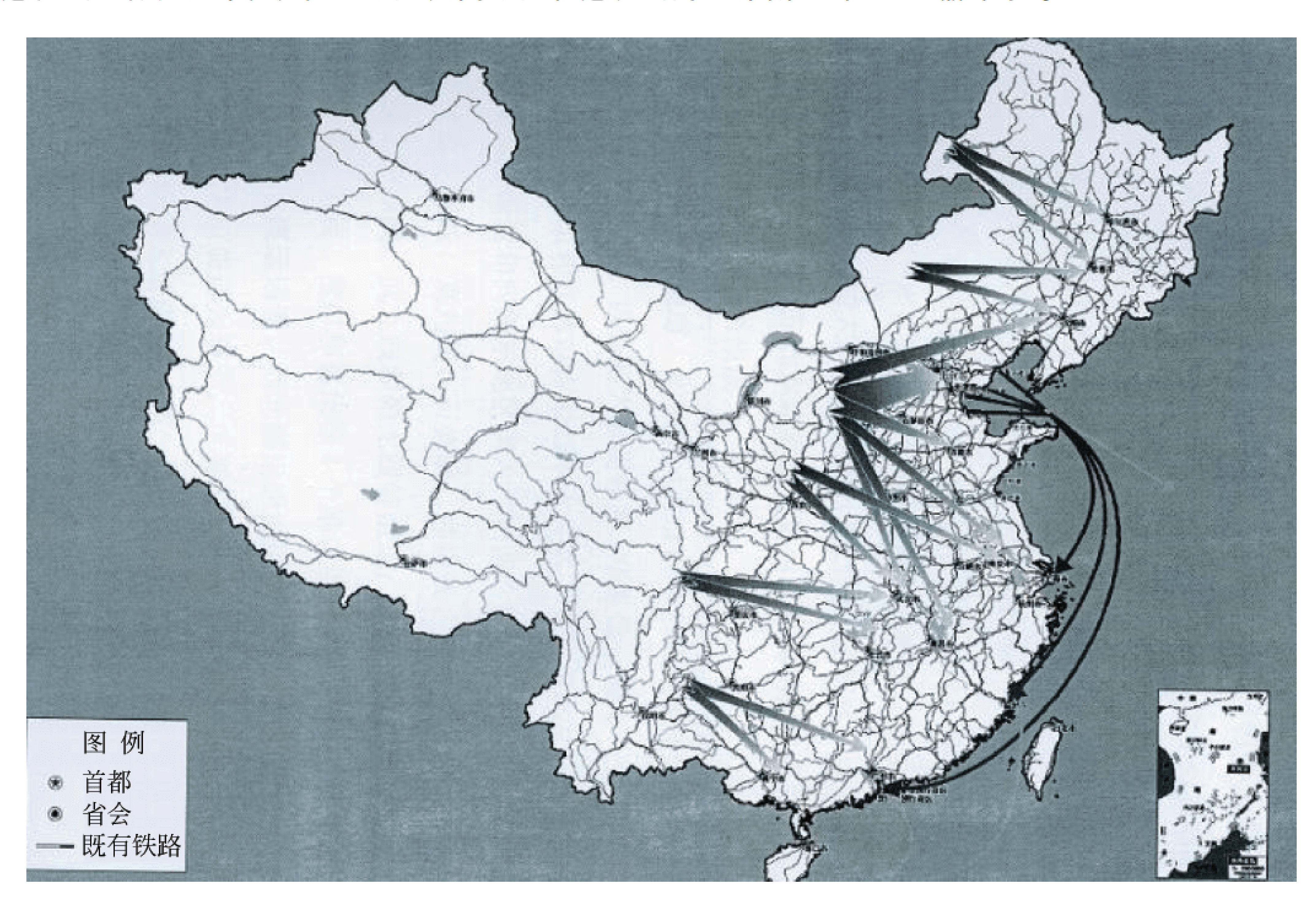


图 4-6　我国煤炭运输总体格局

（资料来源：《输煤输电比较拓展研究》，国网能源研究院、发改委运输所研究报告）

① 资料来源：《煤炭工业发展“十二五”规划》。

煤炭铁路运输通道主要由“三西”外运通道、西北煤运通道、中南煤运通道、东北煤运通道和华东煤运通道组成,外贸煤炭主要从东部沿海港口进出形成海上煤运通道。通道的详细情况如表 4-7 所示。

表 4-7 我国目前主要煤炭运输通道

	运输方向与任务	运输通道组成
“三西”外运通道	从山西、陕西、蒙西外运煤炭至周边京津冀豫苏等地,并通过京津冀苏沿海港口下水	铁路分为北、中、南三大通路,主要由集通线、大秦线、丰沙大线、京原线、朔黄线、石太线、邯长线、侯月线、陇海线、太焦线、宁西线和西康线等 12 条铁路组成;水路由北方沿海港口下水系统和南方沿海、长三角港口煤炭接卸转运系统组成;公路主要为山西、蒙西和陕西各煤炭生产基地通往东部的公路
西北煤运通道	向中南地区、成渝地区调入新疆、“三西”煤炭	铁路主要为兰新线;公路主要为连霍高速、G312
中南煤运通道	河南基地煤炭调运和向中南地区调入“三西”、云贵等地煤炭	铁路主要由京广线、焦柳线、宁西线、襄渝-汉丹线、湘黔线、黔桂线和南昆线组成;水路主要由长江武汉、枝城、襄樊、西江贵港等组成,煤炭接卸系统由广东、广西沿海港口和长江、西江沿线内河港口组成
东北煤运通道	蒙东(东北)基地煤炭外运;通过辽宁沿海港口下水	铁路由滨洲线、牡佳线、滨绥线、绥佳线、滨北线、哈大线、平齐线、通让线、通霍线、大郑线、集通线和沈山线组成;水路由丹东、大连、营口和锦州 4 个港口组成
华东煤运通道	“三西”煤炭在山东和江苏沿海港口下水;鲁西和两淮基地煤炭调运和向华东地区调入“三西”煤炭	铁路由京沪线、京九线、石德线、邯济线、新荷兖日线、陇海线、漯阜线、宁西线、武九线、赣龙线组成;水路由丹东、大连、营口和锦州 4 个港口组成
海上煤运通道	运输产自东南亚、中东、非洲、美洲等的进口煤炭	外贸煤接卸港口以南方港口为主,包括江苏、上海、浙江、福建、广东、海南和广西 7 省市沿海港口

资料来源:《输煤输电比较拓展研究》,国网能源研究院、发改委运输所研究报告。

电力输送方面。本节主要介绍我国主要煤电基地的电力外送情况。我国重点建设山西(晋东南、晋北、晋中)、蒙西(准格尔、鄂尔多斯等)、锡盟、呼伦贝尔、霍林河、陕北、宁东、彬长、陇东、哈密、准东、伊犁、宝清等十三个煤电基地(见表 4-8)。根据各基地的资源情况,晋陕蒙宁新等煤电基地远景外送规模可达 2 亿千瓦以上。国网经营区域内的受端地区包括京津冀鲁、华东四省一市、华中东四省、辽宁等中东部十四个省市。从区位看,晋东南、晋中、晋北、陕北、蒙西和宁东煤电基地距离较近,同时距离“三华”电网主要负荷中心 2000 公里以内,具备特高压交流电网联合外送的条件。

表 4-8　全国主要煤电基地送电方向与距负荷中心距离

煤电基地	送　电　方　向
山西煤电基地	山西到中东部负荷中心的输电距离 500～1300 公里，距离较近的京津冀鲁负荷中心 700 公里以内。晋北主要考虑向京津冀鲁地区送电，晋中和晋东南主要向华中东四省和华东负荷中心送电
陕北煤电基地	距离华北京津冀鲁、华中东四省和华东负荷中心 600～1400 公里。其电源项目将送往京津冀鲁、华中东四省、华东地区
宁东煤电基地	距离华北京津冀鲁、华中东四省和华东负荷中心在 1000 公里以上。就近在华北、华中地区消纳，优化华北、华中电网电源结构，并进一步向华东负荷中心送电
蒙西煤电基地	距离“三华”电网受端负荷中心 600～1500 公里。主要向华北京津冀鲁地区送电，并逐步加大向华东、华中地区送电
锡盟煤电基地	距离“三华”电网受端负荷中心 500～2000 公里。主要向华北京津冀鲁地区、华东、华中地区送电，可考虑少量机组向东北电网送电
呼伦贝尔煤电基地	主要向东北电网送电，在满足其电力平衡后，富余容量可以考虑向华北地区送电
霍林河煤电基地	距离东北电网辽宁负荷中心 500 公里左右。主要向辽宁负荷中心送电，远期可送入辽宁电网
宝清煤电基地	东北电网电力流向呈现“北电南送”格局，宝清煤电距离黑龙江负荷中心、南部辽宁负荷中心分别约 250 公里、800 公里。主要受电市场为黑龙江省东中部地区以及辽宁负荷中心
彬长煤电基地	距离华中、华东负荷中心较近，主要考虑送华东地区，送电距离约 1400 公里
哈密煤电基地	近期在西北电网中统一平衡，远期主要考虑向京津冀鲁和华中东四省负荷中心送电
准东煤电基地	近期以供新疆电网为主，远期考虑向华中东四省负荷中心送电
伊犁煤电基地	近期在新疆电网中统一平衡，远期可通过特高压向华中东四省和华东地区送电

资料来源：《输煤输电比较拓展研究》，国网能源研究院、发改委运输所研究报告。

天然气输送方面。截至 2013 年底，我国已建成天然气管道长度 6.2 万千米；LNG 总接收能力达到 3100 万吨/年；地下储气库有效工作气量达到 30 亿立方米，占我国天然气总消费量的 1.8%。从天然气的供需端来看，气源包括国产气与进口气两种，其中国产气主要包括以塔里木、鄂尔多斯、川渝、青海四大气田为主的陆上天然气，以南海气田为主的海洋天然气，以沁水盆地、鄂尔多斯盆地等区块为主的煤层气，以及以内蒙古、新疆等地区为主的煤制天然气；进口气包括通过管道进口的中亚天然气以及以广东大鹏和福建为主进口的 LNG；煤层气和煤制气将成为补充气源。而天然气的需求端在全国均有分布，经济发达的东部地区需求最为旺盛，未来需求也会继续快速增加。供需空间不匹配使我国有长距离的天然气运输需求，管网建设对于满足未来日益增长的天然气消费非常重要。目前已建成并正式运营的天然气管道如图 4-7 与表 4-9 所示（图中未标出南海区域）。

从中长期来看，国家将继续强化能源战略通道和骨干网络建设。《能源发展“十二五”规划》中提出要统筹境外能源进口和国内产需衔接，统筹各种能源运输方式，优化能源流向，扩大北煤南运、北油南运、西气东输和西电东送规模，并提出了通道建设的具体方案与目标。



图 4-7　我国目前主要天然气管道分布

（资料来源：能源杂志）

表 4-9　我国目前主要天然气管线情况

管线	长度	年输气量	区　域	备　注
西气东输一线	4200 千米	年设计输量 120 亿立方米，最终输气能力 200 亿立方米	主力气田为克拉 2 气田。一线西起新疆塔里木油田轮南油气田，东西横贯 9 个省区，最终到达上海市白鹤镇	2002 年 7 月正式开工，2004 年 10 月 1 日全线建成投产
西气东输二线	8704 千米	年输气能力达 300 亿立方米，可稳定供气 30 年以上	气源是来自中亚的天然气。二线西起新疆霍尔果斯，东达上海，南抵广州、香港，横贯中国东西两端，横跨 15 个省区市及特别行政区	2012 年 12 月 30 日西气东输二线工程 1 条干线 8 条支干线全部建成投产
西气东输三线	7378 千米	设计年输气量 300 亿立方米	以中亚天然气为主供气源，西气东输三线工程途经新疆、甘肃、宁夏、陕西、河南、湖北、湖南、江西、福建、广东等 10 个省（区）	2014 年 8 月 25 日全线贯通

续表

管线	长度	年输气量	区　域	备　注
西气东输二线轮南支干线	526千米	设计年输天然气量120亿立方米	主要气源是来自塔里木盆地的天然气，起点位于新疆轮台县境内的轮南首站，终点为西气东输二线吐鲁番分输联络站	2012年上半年开始运营
涩宁兰管线	953千米	设计年输气能力20亿立方米	主要气田为青海省柴达木盆地的涩北气田。管道西起青海省涩北一号气田，途经青海省西宁市至甘肃省兰州市，途经13个州、地、市、县	2000年3月底开工，2001年5月开始逐步投产，2001年底主体工程全面竣工投入使用
中贵线	1636千米	设计输气能力150亿立方米	气源主要来自塔里木盆地、中亚以及俄罗斯生产的天然气，起点为宁夏，向南输送，从宁夏中卫，经甘肃、陕西、四川、重庆，止于贵州贵阳	2012年12月中贵线长江隧道穿越工程安全顺利贯通
川渝管网	1600千米干线，200余千米支线	200亿立方米的规划目标		将新建或改建站场25座，建成干线阀室近40座。届时将形成南北环形复线
中缅管道	管道全长约1100千米	初步设计输气能力为每年120亿立方米	天然气主要来自缅甸近海油气田。中缅油气管道总体上是气、油双线并行，从皎漂起，经缅甸若开邦、马圭省、曼德勒省和掸邦，从缅中边境地区进入中国的瑞丽，再延伸至昆明	中缅油气管道境外和境内段分别于2010年6月3日和9月10日正式开工建设
忠武线	主干线长760千米，管道干支线总长1365千米	30亿立方米	忠武线是将四川盆地新发现的气田从重庆忠县输送到湖北武汉	2004年12月正式运营
川气东送管线	2203千米	120亿立方米	西起四川普光，东至上海，途经四川、重庆、湖北、安徽、江苏、浙江、上海等7省(直辖市)53个县(市)	2010年8月正式投入商业运行，并于当年实现盈利
淮武线	475千米	设计年输气量15亿立方米	北起西气东输淮阳分输站，途经河南、湖北，南至忠武线武汉西计量站，并通过忠武线为湖南供气	淮武线是西气东输管线与忠武线的联络线，也是两湖地区的保供线，满负荷运行

续表

管线	长度	年输气量	区 域	备 注
冀宁线	1498 千米	100 亿立方米	西气东输冀宁管道干线南起仪征青山分输站，北连河北安平分输站	2005 年 1 月 17 日全线开通
阜沈线	344 千米		由阜新至沈阳分输站、沈阳分输站至本溪、沈阳分输站至抚顺 3 个标段组成，沿途经过 7 个市、11 个县区，共穿越 9 处铁路、84 条县级以上公路、20 多条大中型河流、3 个灌区、80 多处地下油气管道	大唐阜新煤制天然气长输管线工程于 2010 年 3 月 29 日开工建设
哈沈线	555 千米		哈尔滨至沈阳输气管道工程，始于德惠市万宝镇的长春分输清管站，终止于沈阳新民市大喇嘛乡沈阳联络站	
大沈线	423 千米	84 亿立方米	大连至沈阳	2011 年 9 月正式运营
克古线	359 千米	40 亿立方米	起点为内蒙古克什克腾旗，终点为北京密云古北口	2013 年 11 月正式运营
秦沈线	406.13 千米	80 亿立方米	以中亚和长庆气区的天然气为气源。从秦皇岛至沈阳输气干线，葫芦岛支线、盘锦支线和沈阳支线。干线以我国北方重要港口城市秦皇岛为起点，途经河北和辽宁两省 13 个县、市、区，最终到达我国重工业基地沈阳	2011 年 6 月正式运营
永唐秦管线	312.4 千米	90 亿立方米	永唐秦输气管道工程是国家重点工程陕京二线的支线工程，为东北天然气管网与华北天然气管网连通管道。该管道工程西起河北省廊坊市永清县，止于秦皇岛市抚宁县	2009 年 6 月顺利营运

石油方面将加快西北（中哈）、东北（中俄）和西南（中缅）三大陆路原油进口通道建设，加强西北、东北成品油外输管道建设，完善华北、华东、华南、华中和西南等主要消费地区的区域管网。“十二五”时期，新增原油管道 8400 千米，新增成品油管道 2.1 万千米，成品油年输送能力新增 1.9 亿吨。

天然气方面将加快建设西北（中国-中亚）、东北（中俄）、西南（中缅）和海上四大进口通道，形成以西气东输、川气东送、陕京输气管道为大动脉，连接主要生产区、消费区和储气库

的骨干管网，并形成天然气、煤层气、页岩气、煤制气等多种气源公平接入、统一输送的格局。“十二五”时期，新增天然气管道4.4万千米；沿海液化天然气年接收能力新增5000万吨以上。

电力方面，稳步推进西南能源基地向华东、华中地区和广东省输电通道，鄂尔多斯盆地、山西、锡林郭勒盟能源基地向华北、华中、华东地区输电通道建设。到2015年，建成330千伏及以上输电线路20万公里，跨省区输电容量达到2亿千瓦。

煤炭方面，重点建设内蒙古西部地区至华中地区的北煤南运战略通道，优化煤炭跨区流向；建成山西、陕西和内蒙古西部地区至唐山地区港口、山西中南部至山东沿海港口西煤东运新通道，缓解现有通道压力；结合兰新铁路扩能改造和兰渝铁路建设，形成疆煤外运新通道。

2014年国务院发布的《能源发展战略行动计划（2014—2020年）》也对中期全国管道建设提出了具体目标：“推进煤电大基地大通道建设。发展远距离大容量输电技术，扩大西电东送规模，实施北电南送工程。加强煤炭铁路运输通道建设，重点建设内蒙古西部至华中地区的铁路煤运通道，完善西煤东运通道。到2020年，全国煤炭铁路运输能力达到30亿吨。按照西气东输、北气南下、海气登陆的供气格局，加快天然气管道及储气设施建设，形成进口通道、主要生产区和消费区相连接的全国天然气主干管网。到2020年，天然气主干管道里程达到12万千米以上。”

从长期来看，各能源基地的通道建设都会积极推进，全国跨省区的能源输送能力将进一步提高，尤其是从北部、西部能源基地向东部、中部输送能源。

能源输出省间比较总结

从市场竞争的角度，内蒙古能源外调面临着来自其他能源输出省以及国际市场的能源竞争，该竞争将影响内蒙古能源在区外市场占有的份额，从而影响区外总需求中对内蒙古能源的实际需求。从能源输出省间竞争来看，山西、陕西、宁夏、新疆、甘肃等省与内蒙古相似，都蕴含着丰富的能源资源，有大量能源调出省外，这些能源输出省在国内能源市场有着同质或差异化竞争，并体现在价格、产量与输出量上。

综合考虑能源输出省的能源资源基本情况、能源外调规模与流向现状与趋势、区位条件、运输情况等，课题组认为，对于主要的能源生产与调出省而言，内蒙古外送能源的竞争优势比较明显，2012年内蒙古的煤炭、电力、天然气调出量也都在全国排名首位。煤炭方面，内蒙古开采成本低，平均吨煤生产成本，露天矿110元左右，井工矿140元左右。电力方面，内蒙古电价优势明显，单位发电成本比全国平均水平低0.15元左右，送东部地区落地电价仍低于当地火电上网电价，风电上网电价约0.5元/千瓦时，为全国最低。煤制汽油品质高，不含硫、铅、锰、铁杂质，综合杂质残留率小于0.1%，各项指标均优于“国五”标准，可降低汽车尾气排放中一氧化碳、氨氮化合物、氮氧化合物、PM2.5等有害成分20%。与其他能源生产省份相比，内蒙古也具备区位上的优势。然而，在市场环境整体趋弱，需求疲软，而供应能力不断上升，储运基础设施建设不断完善的背景下，内蒙古中长期能源外送面对的市场环境还是比较复杂的。

煤炭方面，全国来看供需关系已经发生逆转，煤炭行业产能过剩严重，竞争激烈。

首先从通道能力看，有研究预测①，到2020年我国煤炭省际调运量将达18.4亿吨，煤炭净调出大省分别为内蒙古7.2亿吨，山西6.7亿吨，陕西2.6亿吨，新疆1.2亿吨。基于在建与规划建设项目进度，从运力看各煤炭调出基地通路煤运总能力与煤炭外运需求，2020年山西省北、中、南各铁路通路煤运总能力将达到7.1亿吨，将大于煤炭需求略有富余；蒙西、蒙东铁路外运总能力将分别达到5.27亿吨与4.85亿吨，基本满足煤炭外运需求；新疆2015年铁路调出能力约3500万吨，外运通道能力不足，需要公路通道配合。总体来看，通道未来不会成为主要煤炭生产省外送能源的瓶颈，运力基本都能得到保障，影响能源外送最关键的因素是外部市场需求的新变化。

市场方面，煤炭行业产能过剩严重，竞争激烈。截至2012年底，国家核准煤矿建设项目98处，产能规模4.5亿吨，内蒙古1.89亿吨，这些产能将在2～3年内集中释放。根据预测，2013年全国煤炭产能将达到46.3亿吨，大幅超过41.2亿吨需求量。如果产能全部释放，将约有5亿吨的剩余，几乎相当于内蒙古地区半年的产量。煤炭行业产能过剩、竞争加剧问题的产生，在供需两方面都有原因。需求方面，全国与内蒙古经济增长趋缓、发展转型背景下，主要耗煤行业煤炭需求增速明显下降，没有宏观经济强劲增长的支撑，电力、钢铁、建材、煤化工等重点耗煤行业用煤需求也趋于疲弱。供应方面，煤炭生产省份“逆市”扩张加剧过剩，过去十几年处于高速发展期的煤炭企业位于地方经济支柱的省市，即使在市场环境不佳、煤价持续下跌的情况下，无论从主观还是客观上，都很难完全扭转煤炭生产扩张的惯性。一边是产能快速上马的冲动，另一边是煤炭资源整合，淘汰落后产能后，出现的产能越淘汰产能越多的尴尬局面。再加上进口煤炭冲击国内煤炭市场平衡，这些都加剧了煤炭市场产能过剩与竞争激烈程度。从其他省份煤炭调出量来看，山西与陕西每年也输出大量煤炭，略少于内蒙古。三省在煤炭调出方面形成竞争。需要指出的是，在低迷的市场环境下，煤炭差异化竞争趋势将更加明显，精煤的消费量整体还在增加，高热值煤、洁净煤、洗精煤输出的市场环境较好，仍有上升空间，竞争程度相对不那么激烈。在市场下行、区外需求增速放缓甚至下降的背景下，主要煤炭生产省晋陕蒙宁联产调控可抑制煤炭价格的继续下滑与产能产量方面的恶性竞争。目前全国公布的煤炭产能是34.5亿吨，但实际产能超过上述统计数据，可能已达38亿吨以上。晋陕蒙宁煤炭采取联控措施，在市场低迷的环境下不盲目扩大产能以争夺市场份额，削减产能与外送。

天然气方面，天然气外送高度依赖管线，管网的完备程度是影响外送量的硬性约束。目前陕西与新疆是内蒙古天然气外送的主要竞争者，但是全国天然气需求增势强劲，对外依存度高，市场供不应求，所以能源生产省在天然气调出方面的竞争目前对内蒙古天然气调出的影响较弱。

需要重视的是，煤制气的外送市场将是内蒙古面临的关键问题。据统计，目前我国煤制气项目主要集中在新疆和内蒙古，两地计划产能占全国的80%，其中新疆备案的项目有22个，产能规模约1000亿立方米；内蒙古有12个，产能规模约740亿立方米。煤制气的发展不仅面临着以水资源为首的生态环境制约，经济性也并不理想。从目前投产的项目看，生产运营过程中的实际成本超过预期成本，与其他气源相比在成本价格上处于劣势。在能源替代方面，用煤制天然气替代其他能源使用方式如燃煤发电、燃煤供热等，其经济性比较都不

① 《输煤输电比较拓展研究》，国网能源研究院、发改委运输所。

支持大量替代的结果，粗略计算，煤制气发电的度电煤耗在 386～455 克标准煤之间，高于全国火电行业平均煤耗。所以无论从生产成本还是下游使用环节的经济选择，煤制天然气的竞争性都存在很大问题。煤制气在外送时面临来自本地常规天然气、其他地区常规天然气、其他地区煤制天然气，以及进口气的多重竞争，其经济性不占优与生产利润的狭小空间以及环境方面的诸多约束并不支持未来的大规模外送。

电力方面，山西、陕西、甘肃也是西部电力输出大省，但电力输出方面各省的市场竞争相对影响较弱，主要取决于通道建设。并且内蒙古靠近北京、天津、河北等用电负荷区，区位优势明显。目前全国电力需求还处于刚性上升的周期，需求旺盛。内蒙古电力外送主要送东北电网与华北电网。根据《东北地区电力工业中长期发展规划》预测，到 2020 年东北地区全社会用电量将达到 5216 亿 kW・h，最大负荷为 8011.5 万千瓦。华北电网方面，“十五”末期山东电网并入华北电网。山东电网预测 2010 年和 2020 年电力负荷需求分别为 2850 万千瓦和 4550 万千瓦。未来京津唐电网的电力的增长量将主要依赖于从外部输入，绝大部分都会从内蒙古调入，预计 2020 年内蒙古向京津唐地区的送电总需求潜力可达到 2000 万千瓦。目前河北南网装机容量已不能完全满足电力需求，有少量缺口。未来河北南网的供电缺口将会进一步增加，需要从陕西和内蒙古西部输入电力。如果河北南网未来电力需求增长量的 30％由内蒙古供应，2010 年到 2020 年需增加送电 450 万千瓦。电力外送受电网与输电线路建设的影响最大，所以电力输出省之间的竞争，并不很明显地表现为市场竞争，主要是由输电线路与目标地区的需求决定。从内蒙古本身而言，电力外送的积极性是非常高的，内蒙古电力高度依赖外调，2013 年外调电力占总发电量的 40.15％，依赖外调的电力结构形成了内蒙古对外送通道的强烈需求，而蒙东和蒙西两家电网的融合也成为阻碍内蒙古电力外送的最大问题。并且，近年来蒙西火电、风电机组建设速度快、规模大。由于区内电力需求增量有限，短期内难以全部消纳已投运的火电、风电机组。电网外送通道不足，是内蒙古电网电力平衡困难的一个主要原因。近年来，自治区外送通道建设严重滞后于电源建设，500 千伏主干电网网架结构较为薄弱，尚未形成完整的“三横四纵”结构，电网安全稳定运行水平不高，不能完全满足各地区之间电力交换和向外送通道汇集电力的要求。所以，输电通道的建设决定了未来目标市场调入内蒙古电力的可及性与可及程度，进而影响其对内蒙古电力外送的实际需求。

石油方面，陕西与新疆是最主要的调出省。内蒙古生产的原油大部分都调出区外，本地炼油能力不足。调入调出量都不是很大，在此不详细解析。

4.1.4　国际市场概况

国际市场对内蒙古能源外送的影响，主要体现在煤炭、天然气等化石能源品种上。随着全球与区域能源市场一体化程度的加深，以及中国越来越积极且深入地融入国际能源市场，国际市场竞争对国内能源市场供需平衡以及对内蒙古能源外送的影响程度会逐渐加深。

能源进口基本情况

从图 4-8 可以看到，我国能源进口量呈稳步上升趋势，近年来煤炭、天然气、油品进口的增速都在加快，油气对外依存度显著升高。

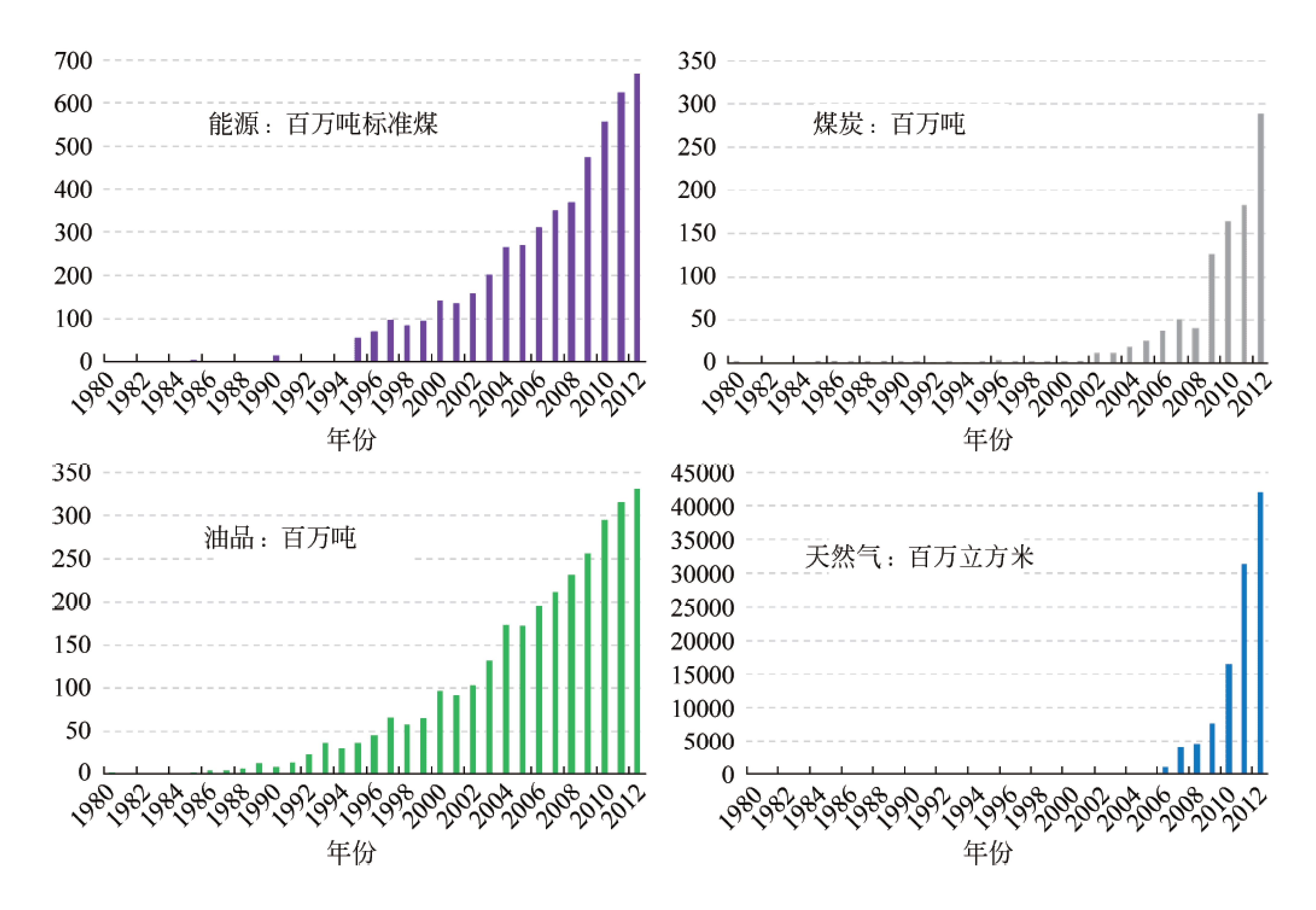


图 4-8　全国能源进口量

（资料来源：CEIC 数据库）

在我国进口的能源品种中，天然气与煤炭的进口对内蒙古能源外送的影响最大，本节将重点阐述天然气与煤炭进口的基本情况。

天然气进口来源国主要为土库曼斯坦、卡塔尔、澳大利亚、印度尼西亚和马来西亚，2012年从该五国进口的天然气为我国天然气进口量的 93.5%。天然气进口主要通过管道与 LNG 两种渠道，正在运营的天然气进口渠道包括霍尔果斯口岸接收的中亚管道天然气和江苏福建等沿海码头接收的亚太 LNG，按照标准天然气热值折算其输送能力可达 512 亿立方米/年。未来将达产的进口渠道包括云南瑞丽口岸将于 2014 年开始接收的缅甸管道气，东北地区 2018 年开始接收的俄罗斯东线管道气，以及将陆续投产的沿海 LNG 码头。在建和达产项目加总，全部输送能力将接近 2400 亿立方米/年，相当于目前国内天然气产量的 2 倍。从进口通道来看，随着 2014 年中俄天然气协议的签署，加上之前的中亚到中国新疆、缅甸到中国云南以及东南沿海液化天然气进口通道的打通，中国四大天然气进口东北、西北、西南、海上四大通道的格局已经初步建成（见表 4-10）。

煤炭进口量自 2009 年我国由煤炭净出口国转变成为净进口国以来一路攀升，进口来源较为广泛，进口来源地也明显增多。中国海关数据显示：2013 年我国煤炭进口 3.27 亿吨，出口 751 万吨，净进口量达 3.2 亿吨，比 2012 年增加 4000 万吨。我国煤炭主要进口来源是：印度尼西亚、澳大利亚、俄罗斯、蒙古、朝鲜和越南，从这 6 个国家的进口量占当年全部进口量的 88.15%。此外，从加拿大、美国、南非和哥伦比亚等国也进口了一定数量的煤炭。虽然煤炭进口来源总体呈增加趋势，但我国煤炭进口量仍主要集中在印度尼西亚、澳大利亚和俄罗斯、蒙古等国家，从越南的进口量则开始减少。

表 4-10　中国进口天然气项目汇总

陆路项目	气源	业主	规模(亿立方米)		
中亚管道气	索姆河左岸油田	中石油	300		
中缅管道气	缅甸沿海油田	中联石油公司（中石油、中石化合资）	120		
中俄管道气	西伯利亚地区	中石油	一期 380;二期升至 600		
陆路进口合计	1012 亿～1232 亿立方米				
LNG 项目	所在地	大股东	产能(万吨/年)		
			一期	二期	合计
大鹏湾	广东	中海油 33%,BP30%	370	700	1070
莆田	福建	中海油	260	500	760
洋山	上海	中海油	300	600	900
如东	江苏	中石油	350	650	1000
东莞(小型)	广东	九丰能源(民资)	100	—	100
北仑	宁波	中海油	300	300	600
大连	辽宁	中石油	300	300	600
深圳	广东	中海油	400	—	400
珠海高栏湾	广东	中海油	300	—	300
青岛	山东	中石化	300	600	900
曹妃甸	河北	中石油	350	650	1000
揭阳	广东	中海油	200	—	200
铁山港	广西	中石化	300	200	500
洋浦港	海南	中海油	300	—	300
海路进口能力合计(万吨)			4130	4500	8630
按照标准热值折合气态天然气(亿立方米)			550.53	599.85	1150.3

《中国天然气进口现状分析》,中商情报网,2013 年。

从中长期看,我国煤炭进口仍将保持增长态势,但受全球煤炭供求结构变化影响,进口格局将发生变化。印度尼西亚和越南离我国南方主要煤炭消费省区较近,且海运成本较低,近年占我国煤炭进口的比例较高,但由于两国煤炭资源不足,对煤炭出口的管理也日趋严格,预计未来我国来自印度尼西亚和越南的煤炭进口量将趋于下降。俄罗斯、澳大利亚将成为未来我国重要的煤炭进口国。俄罗斯与我国接壤,交通便利,且煤炭资源丰富,煤炭储产比接近 500 年,增产潜力巨大,“2030 年前能源战略”也提出要将俄罗斯的煤炭生产能力再增加 60%～90%,未来俄罗斯煤炭对我国的出口量有望进一步增长。澳大利亚同样煤炭资源丰富,煤炭产能和铁路、公路、港口等方面的投资也大幅增长,随着基础设施等领域的扩建相继投产,澳大利亚未来煤炭出口能力会进一步提高,预计我国从澳大利亚的进口量也有望继续增长。蒙古、哈萨克斯坦等新兴煤炭生产国对华出口潜力巨大。美国、南非等国可成为我国煤炭进口的必要补充。

国际能源供需格局

随着能源需求的不断上升，我国越来越深入地融入全球能源市场，能源尤其是油气对外依存度持续攀升，国内能源市场也受到国际能源市场日益深刻与直接的影响。未来国际能源供需格局的变化，将会直接影响我国能源进口与国内能源供需形势，进而影响内蒙古等国内能源基地面向的国内能源市场及其能源外送规模、流向与生产布局。所以，紧密结合未来国际能源供需格局与形势演变，对于研究内蒙古能源外送是必要且重要的。

国际能源署（简称 IEA）最新预测称，未来 20 年全球能源需求将大幅增长，到 2040 年将增长 37%，尽管全球资源储量足以满足能源需求增长，但是要确保这些资源获得开发，则需要大规模投资和政治行动。许多关键产油地区的动荡局面以及形成正确能源政策的难度可能导致全球能源供不应求。石油市场近期由于美国页岩项目产量大幅增加导致油价大幅下跌，但油市供应充足只是暂时现象，供应也越来越依赖于几个产油国。预计到 2020—2029 年的最初几年，美国页岩油田产油量将继续增长，之后产量最终会开始下降。在北美以外地区复制页岩油的开采难度将会很大，其他的新供应来源都位于成本较高、地况复杂以及政治不稳的地区。其他能源也面临挑战。天然气需求预计到 2040 年将增长超过 50%，但资本密集型的天然气项目能否在取得适当回报的同时又能以低廉的价格供气，依然存在不确定性。治理污染的法规将制约煤炭产量，此外虽然核能预计将增长 60%，但核电在全球总发电量中所占的比重预计只会增加 1 个百分点，至 12%。

IEA（2013）等机构也在年度展望报告中，对未来全球能源供需格局进行了预测，课题组对相关信息进行了整理，如表 4-11～表 4-15 所示。

表 4-11　主要机构 2015—2040 年石油需求预测[1]

2015 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	日本	中国	印度	俄罗斯	非洲
EIA（2013）基准情景（液体燃料[2]，百万桶/天）	92.0	45.6	46.4	19.1	13.5	4.6	11.6	3.7	3.4	3.5
IEA（2012）新政策情景（百万桶/天）	*91.6*（石油） *93.4*（液体燃料）	*41.2*	*43.2*	*17.5*	*12.0*	*4.1*	*11.0*	*3.8*	*3.2*	*3.4*
2020 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	日本	中国	印度	俄罗斯	非洲
EIA（2013）基准情景（液体燃料，百万桶/天）	96.6	46.2	50.5	19.5	13.7	4.4	13.6	4.4	3.5	3.6
IEA（2013）新政策情景（百万桶/天）	95.4（石油） 97.6（液体燃料）	39.4	48.3	17.5	10.9	3.6	12.9	4.7	3.1	4.0
2025 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	日本	中国	印度	俄罗斯	非洲
EIA（2013）基准情景（液体燃料，百万桶/天）	100.3	46.0	54.3	19.2	13.7	4.3	15.4	5.1	3.6	3.8
IEA（2013）新政策情景（百万桶/天）	97.8（石油） 100.5（液体燃料）	37.3	52.3	16.4	10.2	3.3	14.1	5.7	3.1	4.2

续表

2030 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	日本	中国	印度	俄罗斯	非洲
EIA(2013)基准情景(液体燃料,百万桶/天)	104.5	45.8	58.6	18.7	13.8	4.2	16.6	6.1	3.8	4.0
IEA(2013)新政策情景(百万桶/天)	99.5(石油) 101.4(液体燃料)	34.9	55.8	15.1	9.4	3.0	15.0	6.9	3.2	4.4
2035 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	日本	中国	印度	俄罗斯	非洲
EIA(2013)基准情景(液体燃料,百万桶/天)	109.4	46.0	63.4	18.6	14.0	4.1	18.2	7.1	3.9	4.2
IEA(2013)新政策情景(百万桶/天)	99.7(石油) 104.2(液体燃料)	32.8	59.2	14.0	8.9	2.8	15.6	8.1	3.2	4.6
2040 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	日本	中国	印度	俄罗斯	非洲
EIA(2013)基准情景(液体燃料,百万桶/天)	115.0	46.4	68.6	18.6	14.1	3.9	19.8	8.2	3.9	4.5

注：1. 其中欧洲数据仅统计欧洲 OECD 成员国。

2. EIA(2013)统计预测的是液体燃料数据，以液态石油为主，还包括煤制油、天然气液化、油母质、生物燃料等。2015 年预测值因 IEA(2013)中没有列出，故沿用 IEA(2012)预测，字体用斜体标出以示区别(下同)。

表 4-12　主要机构 2015—2040 年石油产量预测[1]

2015 年	全球	OPEC	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景(液体燃料[2],百万桶/天)	92.0	36.1	23.9	32.0	12.2	3.7	10.5	1.0	10.5		3.5(北非) 5.1(西非)
IEA(2012)新政策情景(百万桶/天)		*37.3*	*21.0*	*30.9*	*10.0*	*3.4*	*4.3*	*0.8*	*10.5*	*26.3*	*2.8*
2020 年	全球	OPEC	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景(液体燃料,百万桶/天)	96.6	38.4	23.9	34.2	12.8	3.4	10.8	0.9	10.8		3.3(北非) 5.3(西非)
IEA(2013)新政策情景(百万桶/天)	92.8	37.8	23.2	31.9	11.6	3.1	4.4	0.8	10.4	27.3	2.9
2025 年	全球	OPEC	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景(液体燃料,百万桶/天)	100.2	40.0	23.4	36.8	12.1	3.1	11.0	1.0	11.0		3.3(北非) 5.5(西非)
IEA(2013)新政策情景(百万桶/天)	95.0	39.9	23.1	32.0	11.8	2.6	4.3	0.7	9.9	29.2	2.6
2030 年	全球	OPEC	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景(液体燃料,百万桶/天)	104.4	42.5	23.0	38.9	11.5	2.9	11.5	1.0	11.5		3.5(北非) 5.6(西非)
IEA(2013)新政策情景(百万桶/天)	96.5	42.2	22.8	31.4	10.2	2.2	4.1	0.7	9.6	31.1	2.3

续表

2035 年	全球	OPEC	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景（液体燃料，百万桶/天）	109.4	45.7	23.8	39.9	11.6	3.1	12.0	1.0	12.0		3.8(北非) 5.8(西非)
IEA(2013)新政策情景（百万桶/天）	98.1	45.2	22.4	30.6	10.9	2.0	3.4	0.6	9.4	33.6	2.1
2040 年	全球	OPEC	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景（液体燃料，百万桶/天）	115.0	48.9	24.8	41.3	11.7	3.6	11.6	1.1	11.6		4.0(北非) 5.9(西非)

注：1. 其中欧洲数据仅统计欧洲 OECD 成员国，1 短吨≈907 千克。

2. EIA(2013)统计预测的是液体燃料数据，以液态石油为主，还包括煤制油、天然气液化、油母质、生物燃料等。

表 4-13 主要机构 2015—2040 年天然气需求预测

2015 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	日本	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景（十亿立方米）	3402	1649	1754	717	558	152	159	65	419	439	105
IEA(2012)新政策情景（十亿立方米）	3616	1652	1963	898	550	120	195	75	488	437	118
2020 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	日本	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景（十亿立方米）	3725	1742	1983	745	578	162	221	76	448	499	119
IEA(2013)新政策情景（十亿立方米）	3957	1707	2249	749	537	119	307	87	493	504	153
2025 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	日本	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景（十亿立方米）	4068	1824	2244	762	589	173	292	85	482	558	139
IEA(2013)新政策情景（十亿立方米）	4322	1778	2541	769	568	123	396	114	504	577	170
2030 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	日本	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景（十亿立方米）	4453	1926	2527	782	626	180	368	96	516	612	167
IEA(2013)新政策情景（十亿立方米）	4646	1827	2815	781	584	122	470	140	523	645	187
2035 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	日本	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景（十亿立方米）	4861	2042	2819	813	657	183	442	108	541	660	204

续表

2035 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	日本	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
IEA(2013)新政策情景(十亿立方米)	4976	1885	3086	789	605	124	529	172	544	700	204
2040 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	日本	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景(十亿立方米)	5241	2153	3088	836	694	183	496	116	547	714	249

注：其中欧洲数据仅统计欧洲 OECD 成员国，1 立方米≈35.3 立方英尺。

表 4-14　主要机构 2015—2040 年天然气供应预测

2015 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景(十亿立方米)	3422	1198	2224	677	255	108		612	569	227
IEA(2012)新政策情景(十亿立方米)	*3616*	*1239*	*2377*	*893*	*267*	*134*	*54*	*675*	*565*	*221*
2020 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景(十亿立方米)	3759	1292	2467	751	229	119		669	646	263
IEA(2013)新政策情景(十亿立方米)	3957	1358	2599	764	249	178	62	667	624	280
2025 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景(十亿立方米)	4110	1391	2720	805	227	147		745	717	289
IEA(2013)新政策情景(十亿立方米)	4322	1403	2919	792	237	218	73	692	720	333
2030 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景(十亿立方米)	4496	1487	3008	841	244	190		833	779	317
IEA(2013)新政策情景(十亿立方米)	4646	1430	3216	807	225	266	85	757	766	378
2035 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景(十亿立方米)	4915	1606	3309	887	261	241		909	833	351
IEA(2013)新政策情景(十亿立方米)	4976	1483	3492	837	215	317	98	808	823	428
2040 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	中东	非洲
EIA(2013)基准情景(十亿立方米)	5292	1734	3558	938	280	286		943	892	388

注：其中欧洲数据仅统计欧洲 OECD 成员国。EIA(2013)预测数据根据 1 立方米≈35.3 立方英尺换算。2015 年预测值因 IEA(2013)中没有列出，故沿用 IEA(2012)预测，字体用斜体标出以示区别。

表 4-15 主要机构 2015—2040 年煤炭供应预测

2015 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	澳大利亚/新西兰	非洲
EIA(2013)基准情景(百万短吨)	8693	2271	6422	1046	583	4130	624	373	547	315
IEA(2012)新政策情景(百万吨标煤)	5636	1410	4226	748	209	2570	400	272	389(澳)	229
2020 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	澳大利亚/新西兰	非洲
EIA(2013)基准情景(百万短吨)	9499	2282	7216	1080	568	4725	696	400	537	358
IEA(2012)新政策情景(百万吨标煤)	5831	1403	4428	737	182	2645	441	276	419(澳)	249
2025 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	澳大利亚/新西兰	非洲
EIA(2013)基准情景(百万短吨)	10297	2349	7948	1119	552	5257	776	421	578	400
IEA(2012)新政策情景(百万吨标煤)	5901	1367	4534	724	152	2673	489	269	431(澳)	262
2030 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	澳大利亚/新西兰	非洲
EIA(2013)基准情景(百万短吨)	10905	2384	8521	1156	537	5633	850	434	589	432
IEA(2012)新政策情景(百万吨标煤)	5971	1318	4653	690	129	2716	548	257	443(澳)	269
2035 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	澳大利亚/新西兰	非洲
EIA(2013)基准情景(百万短吨)	11353	2434	8919	1169	522	5829	926	447	638	462
IEA(2012)新政策情景(百万吨标煤)	6026	1259	4767	652	104	2734	623	252	452(澳)	275
2040 年	全球	OECD	非 OECD	美国	欧洲	中国	印度	俄罗斯	澳大利亚/新西兰	非洲
EIA(2013)基准情景(百万短吨)	11500	2474	9026	1177	504	5722	993	446	685	501

注：其中欧洲数据仅统计欧洲 OECD 成员国。EIA(2013)预测中，若按照 1 短吨≈907 千克，并采用 1 千克原煤＝0.7143 千克标煤计算，其与 IEA(2012)预测相差不大。

国际能源价格

价格是影响供需的首要因素，是市场机制的核心。在全球能源格局深刻调整的宏观背景下，未来全球能源价格趋势也将呈现新的特征。在发达国家能源资源高消耗惯性与发展中国家工业化和现代化继续推进的双重驱动下，全球能源需求仍将不断增加；能源供应格局也在发生深刻调整，传统油气输出重地西亚北非局势持续动荡，美加等国非常规油气资源开发取得重大突破；总体上全球能源供需基本面中短期趋于稳定，能源价格也将持平或小幅下跌；长期在能源技术突破、供给偏紧缓解的情景下，能源价格可能下行。能源的战略属性、政治属性与金融属性使全球能源波动风险呈复杂化与扩大化趋势，“安全溢价”、“环境溢价”、“投机溢价”将加剧能源价格波动的频率与振幅。能源消费重心逐步东移，供应格局大幅调整，区域能源供需分布不平衡仍非常突出，能源区域性价差将长期存在。

石油价格方面，由于石油是世界主导能源，其价格形成机制相对完善，世界石油市场也是最发达的国际能源金融市场。1973 年以前，石油价格长期在低于 10 美元/桶的价位徘徊；第一次石油危机爆发后，油价出现跳涨，并于第二次石油危机后超过 40 美元/桶；随后，油价下行，在 20 美元/桶附近小幅波动；2000 年以后，在全球经济强劲增长、美元走弱、中东局势持续紧张等因素综合作用下，油价一路上扬，虽受 2008 年金融危机影响曾出现大幅下挫，但是油价长期处于高位，2011 年、2012 年 Brent 原油均价都超过 110 美元/桶，近期油价进入下跌通道（见图 4-9）。

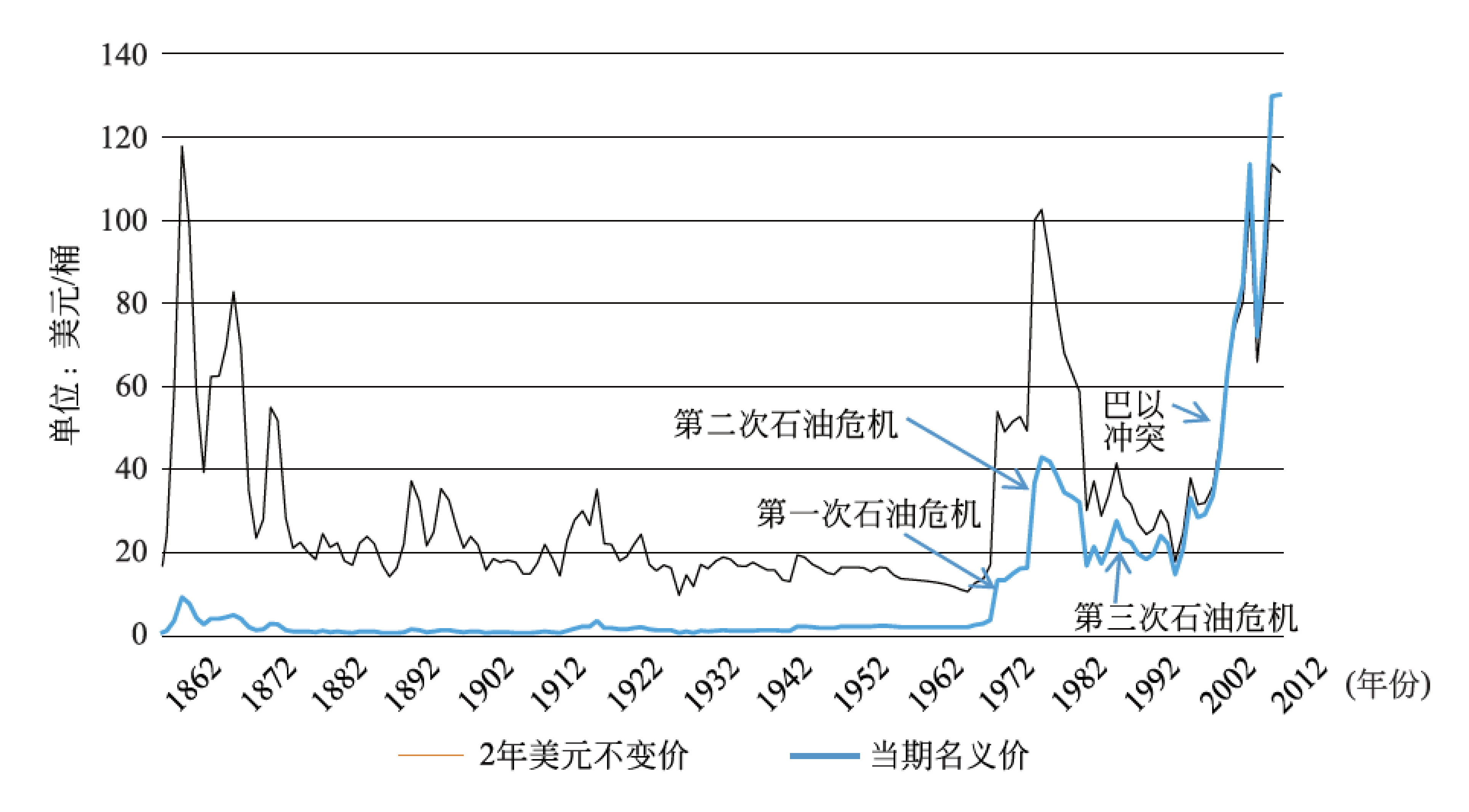


图 4-9　原油年度价格（1861—2012）

（数据来源：BP statistical review of world energy 2013）

影响国际油价的因素错综复杂，一般而言可以划分为基本面因素与非基本面因素，其中基本面因素主要反映石油的商品属性及其供需关系，而非基本面因素多来源于石油的金融属性与政治属性（见图 4-10）。石油作为一种基本的商品，其价格形成会受市场一般规律决定，所以国际油价长期趋势是由基本面因素主导，供需关系决定价格的基本走势。未来至 2040 年，石油供需基本面都呈现出新的特征，塑造着国际石油市场的新格局，并影响着油价的走向。供应方面，非常规石油与液态天然气（LNG）成为全球石油供应的亮点，是增量的

主要组成部分；而目前在产油田的常规石油产量已经越过峰值，正在下滑，IEA(2013) 预计 2013 年降至 4000 万桶/天，届时全球石油需求预计为 10140 万桶/天，所以未来要满足石油需求，必须大力依赖新油田与非常规石油资源的勘探开发。然而，如果未来大部分新增石油供应来源于致密油、油砂、深海或超深海石油等非常规石油资源，而其开采技术难度与成本都远高于传统石油，这就意味着全球油气产业必须用更大的上游投资来维持新增供应量，即全球石油的开采成本将大幅上升。从区域上看，OPEC 国家在全球石油供应上地位仍举足轻重，虽然美国轻质致密油、加拿大油砂、巴西深海石油等资源的发现使非 OPEC 国家的石油供应量及其市场份额在未来会有一定程度的上升，但是 OPEC 国家仍具备以较低成本提供大规模石油供应的绝对优势。非 OPEC 国家供应端地位的提升有助于弱化全球石油供应过度集中于中东的格局，其中美国、俄罗斯、巴西、中国等国家的石油供应很有前景，未来全球石油供应将日趋多元。需求方面，未来交通部门与石油化工部门是用油需求增长的主要来源，未来经济与人口规模的继续扩大与生活水平的持续提高将驱动全球石油需求保持增长趋势。但是对于处于不同发展阶段的国家，其对化石能源的整体需求与选择也不相同。发达国家基本完成了工业化，进入后工业化时期，其能源利用效率不断提高，能源结构也在努力迈向清洁能源；而以中国为代表的发展中国家中短期仍改变不了以化石能源为主的能源消费结构。所以未来至 2040 年，不同地区的石油需求将呈不同特征，OECD 国家的石油需求将保持平稳甚至逐步下降，而非 OECD 国家仍将延续增势，其中中国、印度、中东等国家或地区增速较高。政策也是影响石油需求的重要方面，如全球气候变化政策对化石能源消费形成一定抑制，而部分地区(如中东)的石油消费补贴却刺激了当地的石油需求。此外，替代能源的发展改变了全球能源需求格局，这在未来会更加显著地影响到传统化石能源需求，在那些可再生能源(如风电、水电)与非常规能源(如页岩气)发展呈良好势头的地区，如欧洲部分国家、美国，其未来石油需求将会因替代能源的竞争而很难有强劲的增速。具体来看，未来至 2040 年，全球石油需求仍将继续上升，但是增速逐渐下滑；其中 OECD 国家转为

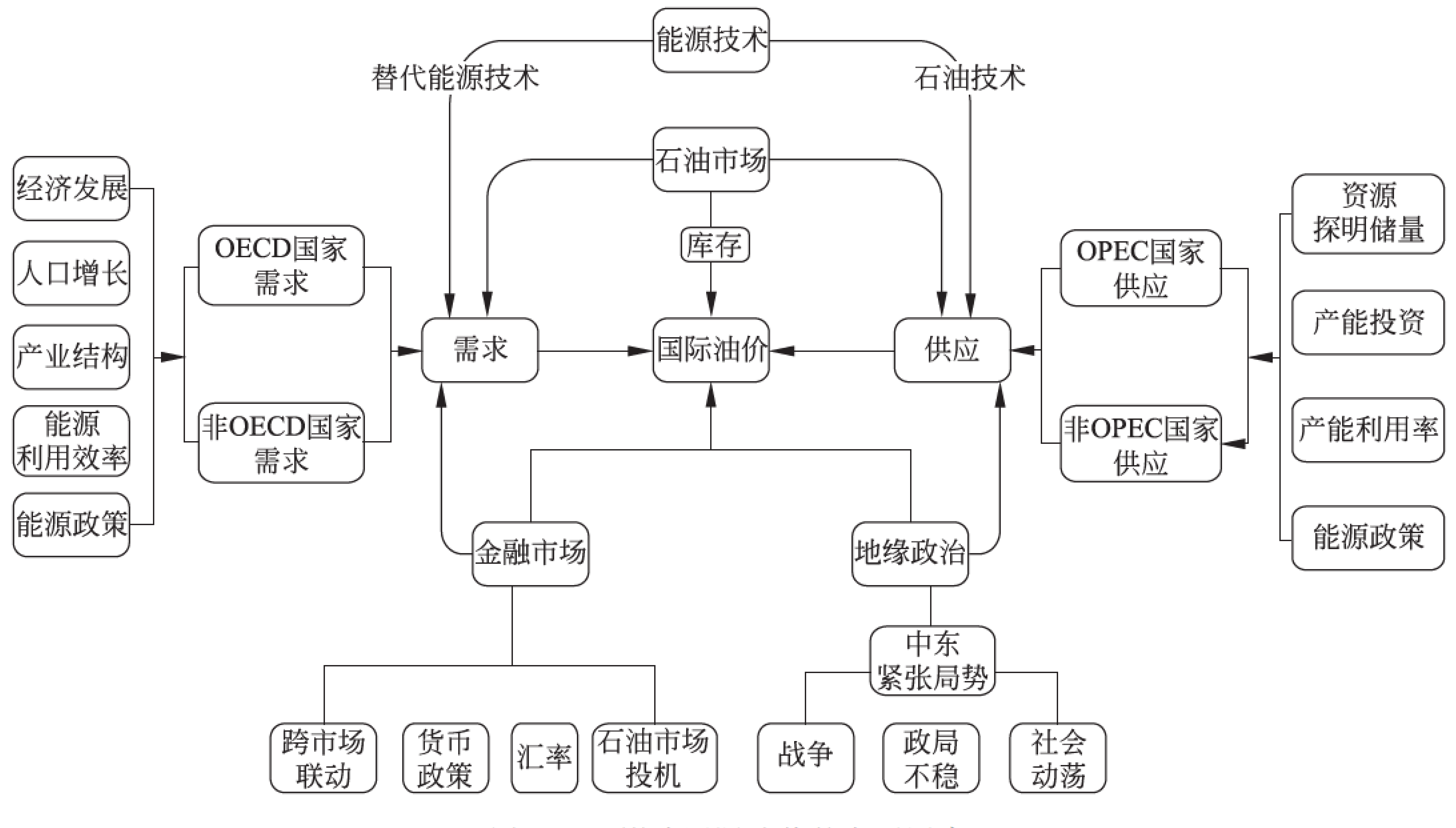


图 4-10　影响国际油价的主要因素

负增长，而非 OECD 国家的年均增速仍将高于 1.5%。非基本面因素是油价中短期波动的主要来源，但长期影响有限。

主要机构最新的展望报告对国际油价的中长期预测如表 4-16 所示。从各机构预测中均没有发现可能导致油价过高或过低的因素，预测值大致都落在 70 美元/桶（$/b）至 160 $/b 的宽区间内。

表 4-16　主要机构中长期石油价格最新预测

<table>
<tr><th>机构</th><th>报告</th><th colspan="7">预　测</th></tr>
<tr><td rowspan="4">IEA</td><td rowspan="4">World Energy Outlook 2013</td><td>2012 $/MBtu</td><td colspan="2">2020</td><td colspan="2">2025</td><td>2030</td><td>2035</td></tr>
<tr><td>新政策情景</td><td colspan="2">113</td><td colspan="2">116</td><td>121</td><td>128</td></tr>
<tr><td>现行政策情景</td><td colspan="2">120</td><td colspan="2">127</td><td>136</td><td>145</td></tr>
<tr><td>450 情景</td><td colspan="2">110</td><td colspan="2">107</td><td>104</td><td>100</td></tr>
<tr><td rowspan="4">EIA</td><td rowspan="4">International Energy Outlook 2013</td><td>Brent(2011 $/b)</td><td>2015</td><td>2020</td><td>2025</td><td>2030</td><td>2035</td><td>2040</td></tr>
<tr><td>基准情景</td><td>96</td><td>106</td><td>117</td><td>130</td><td>145</td><td>163</td></tr>
<tr><td>低油价情景</td><td>79</td><td>69</td><td>70</td><td>72</td><td>73</td><td>75</td></tr>
<tr><td>高油价情景</td><td>134</td><td>155</td><td>173</td><td>192</td><td>213</td><td>237</td></tr>
<tr><td>ERI，RAS，ACRF</td><td>Global and Russian Energy Outlook up to 2040</td><td colspan="7">基准情景下，至 2020 年，油价跌至 100 $/b；至 2030 年，走势平稳；2030 年至 2040 年涨至 104 $/b；总体价格区间位于 80～125 $/b。在页岩突破情景下，至 2020 年，油价跌至 95 $/b，此后缓慢上升至 2040 年 103 $/b。在页岩失败情景下，油价从 2020 年开始大幅上涨，2025 年超过 120 $/b，2040 年达 130 $/b。三种情景下 2040 年油价均处于 100～130 $/b</td></tr>
<tr><td>OPEC</td><td>World Oil Outlook 2012</td><td colspan="7">OPEC 一揽子原油参考名义价格中期均值为 100 $/b，2025 年随通胀上升至 120 $/b，更长期看，实际油价将略微上升，名义油价 2035 年将达 155 $/b</td></tr>
</table>

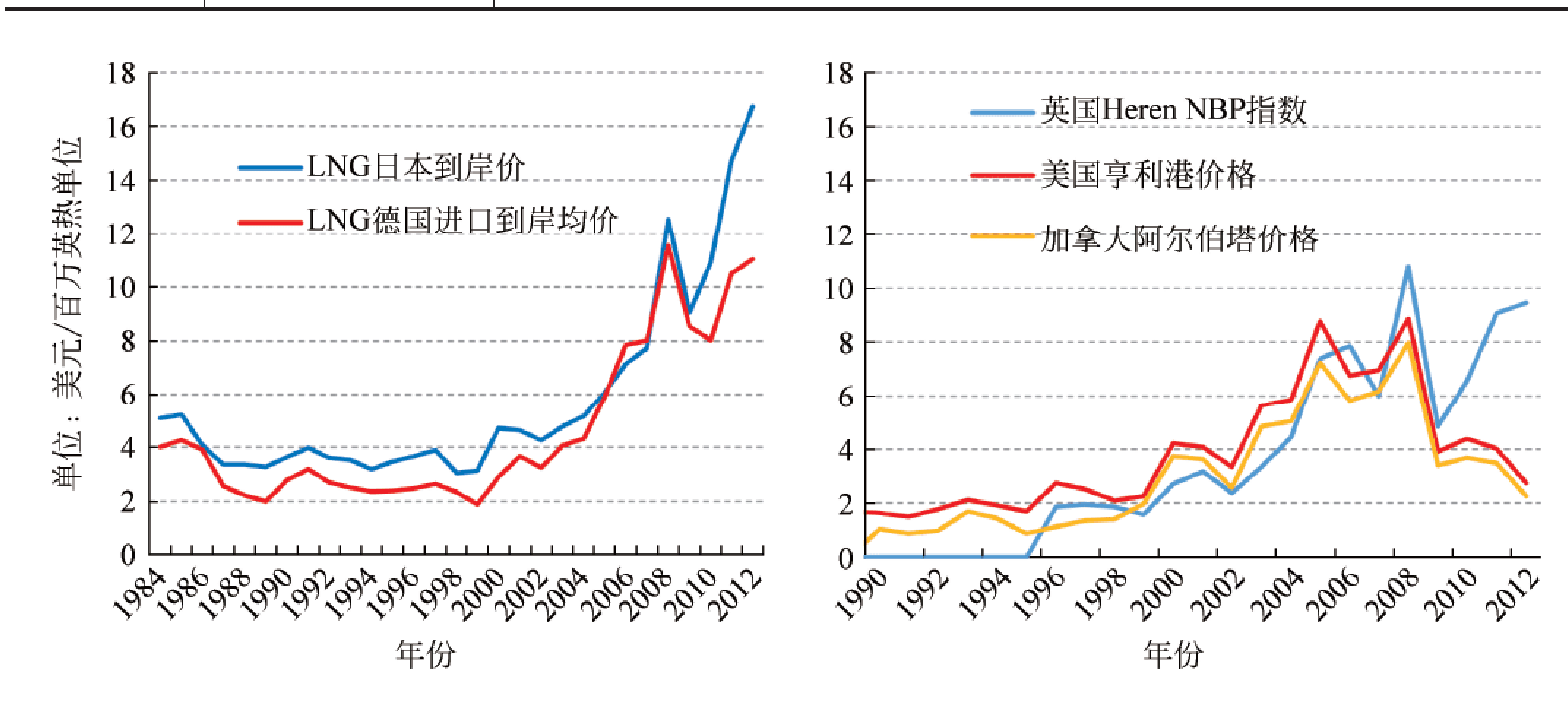


图 4-11　天然气年度价格（1984—2012）

（数据来源：BP statistical review of world energy 2013）

天然气价格方面，国际天然气价格呈明显区域性特征，东亚、北美市场价差呈逐渐扩大趋势（见图 4-11）。与全球相对统一的原油价格不同，天然气价格在全球范围内存在较大的

地区间差异。目前全球天然气市场主要分为北美、欧洲与亚太三个市场，不同市场价格有明显差距，价差近年来呈迅速扩大趋势。以日本 LNG 到岸价、英国 Heren NBP 价格与美国亨利港价格作为对比，2000 年分别为 4.72、2.71、4.23 美元/百万英热单位，价格之比为 1.1∶0.6∶1；2012 年则分别为 16.75、9.46、2.76 美元/百万英热单位，价格之比为 6.1∶3.4∶1。北美天然气价格近年来显著下降，而亚太、欧洲呈上升趋势，特别是亚太与北美市场的年均价差已扩大至 6 倍。区域市场价格差异主要源于市场供需基本面松紧与定价方式两方面的差异。

需求强劲使亚洲气价仍将维持高位。在供需基本面现状方面，首先天然气资源分布相对分散，并且在各区域分布不均匀[①]。目前就三大市场供需松紧度而言，北美受益于页岩气大量开采，供应量不断提高，天然气可供出口；除英国外的欧洲国家自身天然气储量较少，天然气大量依赖进口；亚太市场供需基本面最紧，近年来需求飙升，而本地气源不足，供应缺口很大，只能通过大量进口满足日益增长的用气需求[②]。三大市场供需基本面松紧程度不同决定了三者价格的差异，北美价格不断走低；欧洲价格处于中游；而亚太市场面临最高的天然气价格。展望未来，天然气作为清洁、高热值的化石燃料，在节能减排的大环境下市场需求日渐增长，甚至有预测认为未来 30 年将是“天然气的时代”。未来三大市场均将迎来天然气需求的持续增长，但是由于市场需求与供应上升的速度、幅度与潜力不同，三大市场未来供需基本面特征仍会呈现明显差异，这也是市场价差仍将长期存在的重要原因。亚洲的天然气需求增长将非常强劲，尤其是中国、印度等非 OECD 国家，未来亚洲将成为全球最大的天然气消费中心。IEA（2013）预测：2011—2035 年，中国、印度天然气需求量的年均增长率分别为 6.0%、4.4%，远高于 OECD 国家 0.7%的缓慢增速，其中发电是新增需求的主要来源。从需求总量来看，2035 年亚洲非 OECD 国家预计将超过 1 万亿立方米，供应缺口可能超过 3000 亿立方米，远超 2011 年水平。同处亚洲的日本在福岛核事件后天然气需求飙升[③]，短期仍将严重依赖天然气尤其是 LNG 进口；中长期来看，日本天然气年需求量可能将稳定在 1200 亿立方米的水平，进口需求仍然旺盛。所以，如果没有出现重大技术突破带来本地供应量大幅上升，或者替代能源迅速崛起带来本地天然气需求大幅下降的情况，未来亚洲天然气市场供需偏紧、缺口扩大、依赖进口的市场格局仍将持续很长时间，基本面条件将对亚洲天然气价格维持高位形成支撑。

非常规天然气使北美气价大幅降低，但在其他地区存在不确定性。21 世纪以来，随着相关勘探技术的突破与全球对能源尤其是清洁能源需求的迅速上升，以页岩气为代表的非常规天然气开发热潮从北美向全球蔓延。美国的页岩气开采揭开了“页岩气革命”的序幕，水平钻井和水力压裂技术相结合使美国庞大的页岩气资源得以开采利用，加上地下矿藏私

① 根据 BP 数据，2012 年天然气探明储量北美为 10.8 万亿立方米，占全球的 5.8%，其中美国为 8.5 万亿立方米；欧亚大陆 58.4 万亿立方米，占 31.2%，其中俄罗斯为 32.9 万亿立方米；中东天然气资源同样非常丰富，为 80.5 万亿立方米，占 43%；拥有庞大人口规模与强劲经济增长的亚太地区仅 15.5 万亿立方米，占 8.2%。

② 根据 BP 天然气贸易数据，2012 年，欧洲通过管道从俄罗斯进口石油 1300 亿立方米，并从卡塔尔、尼日利亚等国大量进口 LNG；亚太以 LNG 形式从中东、非洲等地大量进口天然气，区域内贸易主要为澳大利亚与印度尼西亚向其他亚太国家出口 LNG，日本、印度、中国是亚太主要的 LNG 进口国，2012 年进口量分别为 1188 亿、205 亿、200 亿立方米，此外亚太也通过管道从土库曼斯坦等地进口天然气。

③ 2012 年 9 月，日本野田内阁推出“零核电”计划，决定到 2030 年逐渐淘汰现有核电机组，并且不再新增机组，核电发展陷入停滞；同时，新能源填补核电供应缺口效果也不理想。

有制、低息贷款、工艺和密集的基础设施等因素配合，近些年页岩气产量迸发式增长，2009年美国成为世界第一大天然气生产国，国内气价也迅速下降，2010年以来维持在2～4美元/百万英热单位，价格与其他地区相比极低。EIA(2013)报告预测美国技术可采页岩气储量为665万亿立方英尺(ARI估计值为1161万亿)，到2040年美国页岩气产量将达16.7万亿立方英尺，天然气总产量将达33.1万亿立方英尺，那么预计未来美国仍能以低廉的价格使用天然气。

随着天然气国际贸易的发展，跨地区天然气交易量稳步提高，根据BP数据，2012年全球天然气管道贸易量达7055亿立方米，LNG贸易量达3279亿立方米，分别占全球消费总量的21%和10%。目前三大市场价差明显，未来地区市场间贸易上升理论上有利于缩窄套利空间，降低亚太、欧洲等高价市场的天然气价格。然而管道建设、天然气液化、运输等环节的成本，以及天然气出口国的管制政策(如美国能源部LNG出口许可)将对国际天然气贸易与市场价格平衡机制产生影响。

所以，非常规天然气资源大规模开发利用对增加天然气供应量，降低国际天然气价格有潜在的积极影响，目前北美地区页岩气产量大幅增加已经使美国、加拿大能够以低廉的价格使用天然气。但是对于传统天然气价格很高的亚太、欧洲地区，区内非常规天然气供应与区外天然气进口在气源供应充足与进口成本经济性两方面均存在很大不确定性。中期来看，三大市场价格仍会非常明显，亚洲价格最高，欧洲次之，北美价格最低。长期来看，如果天然气供应端出现巨大突破，全球气源充足，加上天然气国际贸易体系的完善，三大市场的价格可能日趋接近。

定价方式上，亚洲市场以往也是通过长期合约进行天然气贸易，价格与原油价格挂钩(加入折价系数)。亚洲天然气市场的整合程度远远低于欧洲和北美市场，管道少且分属于不同国家与运营规则。近年来亚洲市场出现了新的变化，通过现货市场、短期合同交易的LNG进口量大幅增加，亚洲国家也从北美购买LNG，价格与亨利港气价而非油价挂钩。同时，近年来东亚LNG进口合同面临“S”曲线定价逐渐退出的问题，“上封顶”制约取消未来将助推东北亚地区天然气溢价的持续。

部分机构的展望报告对国际天然气价格中长期趋势进行了分析，共同点是均认为非常规油气资源的技术突破与发展前景未来是影响国际气价的关键因素，区域价差仍将存在，其中IEA(2013)区分了新政策情景、现行政策情景、450情景(见表4-17)，俄罗斯最新能源展望报告区分了基准情景、页岩突破(Shale Breakthrough)情景与页岩失败(Shale Fail)情景，分别预测了三种情景下的区域天然气价格，如表4-18[①]所示。

表4-17　IEA(2013)中长期天然气价格预测

区域价格	(2012$/MBtu)	2020	2025	2030	2035
美国	新政策情景	5.1	5.6	6.0	6.8
	现行政策情景	5.2	5.8	6.2	6.9
	450情景	4.8	5.4	5.7	5.9

① 俄罗斯展望报告中只有天然气价格预测图，没有附具体数据表。本表所列数据由作者测量图中数据点估算而得，可能存在测量误差。

续表

区域价格	(2012 $ /MBtu)	2020	2025	2030	2035
欧洲进口	新政策情景	11.9	12.0	12.3	12.7
	现行政策情景	12.4	12.9	13.4	14.0
	450 情景	11.5	11.0	10.2	9.5
日本进口	新政策情景	14.2	14.2	14.4	14.9
	现行政策情景	14.7	15.2	15.9	16.7
	450 情景	13.4	12.8	12.2	11.7

数据来源：IEA(2013)。

表 4-18　俄罗斯报告中长期天然气价格预测

区域价格	(2010 $ /mmBtu)	2015	2020	2030	2040
美国亨利中心	基准情景	3.8	4	4.8	5.2
	页岩突破情景	3.8	3.8	3.8	4
	页岩失败情景	4.5	7	10	11.7
欧洲加权平均	基准情景	9.6	7.8	7	9
	页岩突破情景	9.8	8.5	7.2	8.2
	页岩失败情景	9.8	8.2	9.2	9.8
日本加权平均	基准情景	11.6	12	10	11
	页岩突破情景	11.6	11.8	9.5	9.1
	页岩失败情景	11.5	12.5	12	11.7

数据来源：Global and Russian Energy Outlook up to 2040。

煤炭价格方面，由于煤炭是传统的化石能源，储量巨大，在全世界广泛分布。各地区煤炭价格走势基本一致，没有显著价差。从历史数据看，2002 年以前，煤炭价格较为平稳地维持在低于 50 美元/吨的水平；2003 年开始，国际煤价齐齐上涨，2009 年由于金融危机出现下跌，但 2011 年开始又大幅上扬，这段时期可谓“煤炭的黄金十年”；2012 年开始，煤价表现疲软，一直下跌，澳大利亚 BJ 现货价格 2008 年中攀升至顶点，到 2013 年中已跌去近 60%(见图 4-12)。

弱势需求基本面可能使国际煤价较长时间低迷。从煤炭消费的区域结构来看，亚太地区是最主要的煤炭消费市场，北美与欧洲市场消费也具一定规模。2012 年以来，三大市场的煤炭需求基本面都趋于弱势，煤炭价格进入下跌通道，这既有共同的经济周期与供求关系因素，也受区域内可替代能源发展与相关政策影响。预期中短期弱势需求基本面很难有显著改观，煤炭价格低迷现状仍将持续。

全球实体经济增速仍较为缓慢，耗煤行业增速减缓是造成国际煤炭市场需求普遍疲弱的根本原因。煤炭主要用作工业燃料与工业原料，其需求与实体经济增长高度相关。金融危机以来，发达国家与新兴发展中国家均出现不同程度的经济下滑，前者很长时间受困于次贷危机、财政赤字、债务危机泥潭，后者金融体系与经济增长均面临内部体制机制顽疾与外部冲击性风险。中短期看，全球经济在 2008 年金融危机后尚未找到新的经济增长点，经济低迷或弱势复苏仍将持续，在此影响下的煤炭弱势基本面使煤价仍将持续低迷。中长期看，

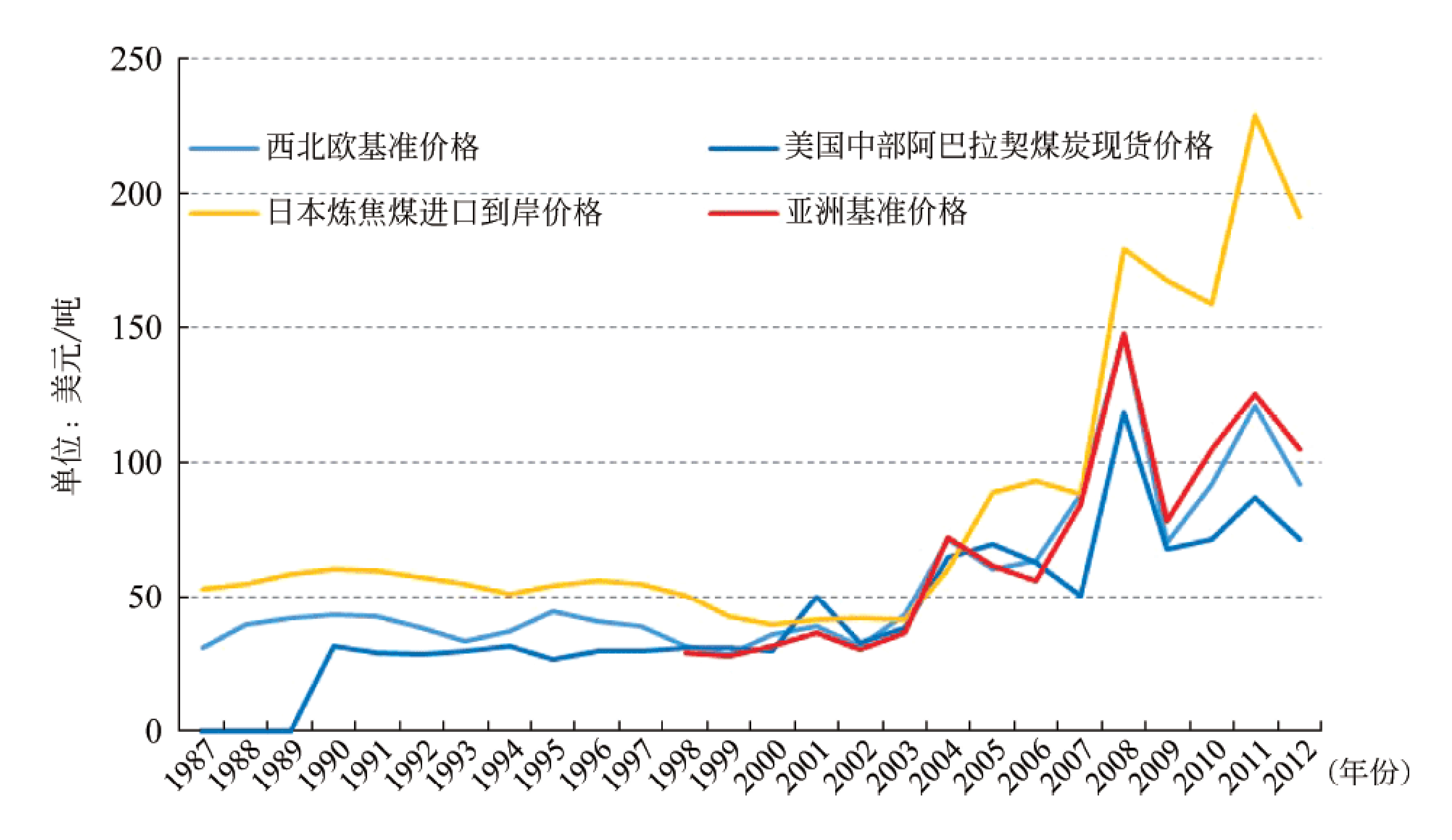


图 4-12　煤炭年度价格(1984—2012)

(数据来源:BP statistical review of world energy 2013)

如果全球经济寻求到新的增长点,进入新一轮扩张区间,实体经济驱动下煤价方能恢复上涨动能。

亚洲市场对煤炭仍有较强的依赖性,但节能减排、低碳等系列政策也在积极推进,这可能会影响煤炭的需求量与利用方式。目前来看,亚洲是煤炭主要进口地区,中印日韩等国均有大规模的进口需求,亚洲需求的变化对国际煤价影响显著。亚洲新兴国家仍保持着一定速度的经济增长,进行中的工业化形成对煤炭需求的支撑。与价格较高的石油与天然气相比,煤炭在亚洲仍是很有竞争力的基本负荷发电燃料。中期乃至更长时间,亚洲对煤炭的依赖不会发生颠覆性变化。然而,亚洲国家在求发展的同时,也开始关注气候变化、资源短缺、环境破坏等问题,控制能源消费总量、优化能源利用结构的政策会对煤炭需求形成一定限制,这同时也抑制了煤炭价格上涨的动能。此外,全球煤炭市场供应充足,供需基本面条件不能支持煤价重回"黄金十年"的高价水平。

国际市场综合影响总结

根据对国际能源市场供需格局与价格基本情况的总体分析,课题组将中长期国际市场对内蒙古能源外送的综合影响概括如下。

第一,内蒙古煤炭外送面临的市场形势较为严峻,市场供应总体较为宽松,进口煤对国产煤形成较强竞争,在市场下行环境下加剧供需矛盾。我国煤炭进口门槛相对较低,2008年中国取消了煤炭进口关税,仅收取增值税和港口费用;2014 年 10 月开始取消无烟煤、炼焦煤、炼焦煤以外的其他烟煤、其他煤、煤球等五种燃料的零进口暂定税率,分别恢复实施3%、3%、6%、5%、5%的最惠国税率。中期来看,亚太地区煤炭市场供应总体上会持续宽松,一是由于全球经济进入新一轮调整转型期,企稳回升至较强劲增长仍需较长过程并且存在诸多困难与不确定性,全球能源需求与煤炭需求的增速都将大大下降;二是美国页岩气技术革命导致北美油气产量大增,对全球能源市场产生了深远影响,北美油气与煤炭出口量都

大幅增加；此外，中短期亚太传统煤炭生产大国澳大利亚、印度尼西亚、越南等的煤炭产能依然很大，俄罗斯和蒙古国煤炭对东三省的煤炭需求也形成很好的市场互补作用，中长期看蒙古、哈萨克斯坦等新兴煤炭生产国对华出口潜力巨大，美国、南非等国可成为我国煤炭进口的必要补充，煤炭进口的来源非常充足。并且，进口煤炭与国产煤炭相比具有成本上的优势，即使在等热值、等价格下，国产煤中间运费较高，虽然随着国内运力的增加，高昂的中间环节费用在逐渐降低，但是进口煤在资源生态保护方面还没有外部性成本，国家政策层面出于生态环境保护和节约资源的角度，对进口煤是给予鼓励的。煤炭进口呈快速增长态势，国内进口动力煤占沿海煤炭调入量的比重已经从 2008 年的 6.8%增长到 2011 年的 21.7%，2012 达到 27.8%[①]。短期来看，近年来由于国内铁路运力紧张局面缓解，运输费用下降，国内技术工艺对煤炭品种的依赖性使电厂不会在短期内调整煤炭掺烧方案，进口煤不会对国产煤形成大幅替代。但中长期看，进口煤炭是具有合理性的，我国东部沿海地区与东北地区的煤炭进口量将持续增加，这对内蒙古的煤炭直接外送形成长期的压力，尤其对于低质量煤，未来市场前景将越来越黯淡。

第二，天然气海外气源日益丰富，大量天然气进口合同的签订与管道建设的推进，未来一定程度上可能挤压内蒙古天然气外送市场，尤其是煤制气等对市场与价格比较敏感的品种。全球天然气市场正发生深刻变化，供应端的气源呈多元化特征，页岩气技术革命及其大规模商业性开采大幅增加了北美的天然气供应，使美国天然气长期依赖进口的局面发生了逆转，并有望成为液化天然气出口国。中短期看，我国进口天然气面临的全球市场环境是趋于宽松的。目前，我国进口管道天然气主要来源国是土库曼斯坦、乌兹别克斯坦，进口液化天然气的主要来源国是卡塔尔、澳大利亚、马来西亚、印度尼西亚，未来气源将进一步拓宽。我国近年来也在积极促进天然气进口，四大天然气进口通道格局已经初步建成。西北通道主要为中亚天然气管道，是由中国石油主导建设、运营的连接中亚多国与中国的天然气管道。已经通气投产的包括 A/B/C 三线，目前正在兴建 D 线。预计中亚天然气管道 D 线将于 2020 年底全线完工，实现每年 300 亿立方米的输气能力，届时中国—中亚天然气管道的整体输气能力达到 850 亿立方米，按照 2020 年我国天然气消费将达到 4000～4200 亿立方米来计算，可满足国内超过 20%的天然气需求；东北通道 2014 年中国、俄罗斯签署高达 4000 多亿美元天然气协议，从 2018 年起俄开始向中国供气，输气量逐年增长，最终达到每年 380 亿立方米，累计 30 年，中俄西线天然气管道也在酝酿中，根据规划，西线供气可达到 300 亿立方米/年，加上东线，未来俄罗斯对我国天然气供应有望达到每年近 700 亿立方米；东南通道目前已建、在建和规划的 LNG 项目广泛分布于广东、福建、上海、浙江、海南、江苏、山东、辽宁、天津等地，海路 LNG 进口合同也在不断签订，未来供应量会不断增加，同时我国也在积极自建 LNG 运输船队，目前在建以及计划建造的大型 LNG 运输船舶已达 25 艘，到 2020 年基本能够全部交付，据预测 2020 年我国将形成一个拥有 30 艘以上大型 LNG 运输船舶的船队，每年可承担超过 3300 万吨的 LNG 进口量；西南通道中缅油气管道气、油双线并行，初步设计每年向中国输送 120 亿立方米的天然气。从可预见的全球市场环境、输气管道建设与天然气进口合作来看，中长期我国从国外进口天然气满足国内需求的规模将会继续上升，并有突破性的发展。

① 资料来源：中国行业研究网。

此外，内蒙古电力外送受海外电力输入影响较小，相反未来将开拓更广泛的内蒙古送蒙古国电力等市场。全球石油市场格局正发生复杂深刻变化，但由于内蒙古原油大部分外调，数量较少；成品油区内炼厂规模小，依靠调入，所以国际石油市场对内蒙古油品外调的影响不是很大。

4.2　情景分析与比较

基于对全国、区内、区外能源需求的趋势以及本区向区外调出量影响因素的综合解析，通过与其他分报告研究的对接，课题组对"十三五"至2030年内蒙古能源向区外调出的需求进行情景设置，具体如表4-19所示。其中，为保证数据的一致性，基年数据来自《中国能源统计年鉴2013》，选取指标为内蒙古能源平衡表及分品种平衡表中"本省（区、市）调出量"。

表4-19　内蒙古能源调出需求情景分析

传统能源经济发展路径		单位	2012	2015	2020	2030	2040	2050
能源外调	能源外调量	亿吨标准煤	6.8	7.08	7.5	8.1	8.5	8.8
	电力外调量	亿千瓦时	1337.4	2000.3	3434.52	5857.56	6163.65	5953.2
	其中：蒙西外送	亿千瓦时	909.6	1360.2	2404.16	4276.02	4499.46	4345.84
	蒙东外送	亿千瓦时	427.8	640.1	1030.36	1581.54	1664.19	1607.36
	煤炭外调量	亿吨	7.65	7.83	7.91	8.05	8.27	7.84
	其中：褐煤外调量	亿吨	2.73	2.59	2.29	1.82	1.44	1.01
	天然气外调量	亿立方米	214	301	405	435	450	550
清洁能源经济发展路径		单位	2012	2015	2020	2030	2040	2050
能源外调	能源外调量	亿吨标准煤	6.8	7	7.3	7.7	7.8	7.64
	电力外调量	亿千瓦时	1337.4	2348.98	4215.54	6153.28	6435.9	6228.6
	其中：蒙西外送	亿千瓦时	909.6	1375.23	2712.26	3867.45	4123.5	3999.6
	蒙东外送	亿千瓦时	427.8	973.75	1503.28	2285.83	2312.4	2229
	煤炭外调量	亿吨	7.65	7.72	7.67	7	6.33	6.13
	其中：褐煤外调量	亿吨	2.73	2.77	2.17	1.2	0.84	0.69
	天然气外调量	亿立方米	214	265	332	350	385	405
创新能源经济发展路径		单位	2012	2015	2020	2030	2040	2050
能源外调	能源外调量	亿吨标准煤	6.8	6.9	7.12	7.4	7.3	7.1
	电力外调量	亿千瓦时	1337.4	2678.56	4487.46	6323.57	6583.9	6423.9
	其中：蒙西外送	亿千瓦时	909.6	1432.13	2832.13	4667.45	4873.5	4783.6
	蒙东外送	亿千瓦时	427.8	1246.43	1655.33	1656.12	1710.4	1640.3
	煤炭外调量	亿吨	7.65	7.68	7.62	6.83	5.53	4.65
	其中：褐煤外调量	亿吨	2.73	2.72	2.11	1.12	0.44	0.23
	天然气外调量	亿立方米	214	220	315	330	340	355

第五章　主要结论与政策建议

区内外需求分析对于内蒙古中长期能源发展战略意义重大。区内外需求分析旨在通过对宏观、中观、微观多层次影响因素的解析，综合分析各种因素，勾勒出中长期内蒙古面临区内、区外能源需求的规模及其变化趋势。内蒙古是国家重要的能源生产与输出基地。区内外能源需求分析，对于内蒙古未来能源发展战略、能源生产布局，乃至整个经济社会发展都有深远影响。具体来看，区内外能源需求分析，在宏观层面，对于内蒙古更好地优化目前的资源外向型经济发展模式，更好地利用资源优势支持经济社会长期可持续发展，破除“资源诅咒”，不走其他资源型省份从飞速发展到陷入困境的老路，都能提供最为基础的支撑；在中观层面，能够为煤炭行业、煤化工行业、火电行业、风电行业、光伏发电行业，以及其他能源相关的行业可持续发展提供详细的市场分析展望；在微观层面，也能为能源企业运营、能源相关行业就业与人员收入等提供参考。

5.1　区内需求

区内需求面临增量驱动与减量驱动双向作用，而经济转型与高耗能行业发展是关键不确定性因素。中长期看，内蒙古能源需求面临着较强的正向驱动，能源消费仍将刚性增长。无论是从经济社会发展阶段，还是经济增长条件来看，内蒙古的经济规模仍将继续扩大，经济仍保持中高增速；工业基础将不断夯实，以重工业为主的工业体系日益完善；高耗能行业仍将进一步发展，是区内的耗能大户；人口增长与人民生活水平的提高也将促进人均用能需求上升。然而，负向约束因素的制约作用正在不断强化的过程中。节能降耗的积极推进与用能效率的不断提高使社会经济活动水平对应的能源单耗不断下降；经济结构转型升级，三产比重不断优化将成为未来能源消费减量化最为关键、最为根本的要素；政策面从节能减排、总量控制、污染防治等角度多管齐下，从强度与总量方面形成对未来能源消费的双重约束；生态环境约束将逐渐强化，环境治理倒逼能源消费控制，将成为未来内蒙古能源生产与消费必须要重视的首要制约。此外，内蒙古能源需求主要面临来自经济、社会、产业发展趋势以及主要耗能行业、部门未来发展战略与趋势的不确定性。

中长期看，内蒙古区内能源消费规模将继续扩大。在课题组设置的创新能源经济发展路径中，2015 年内蒙古区内能源消费总量将达到 2.4 亿吨标准煤，增速趋缓，2020 年达到 2.6 亿吨标准煤，而 2030 年达到 3.0 亿吨标准煤，2040 年 3.2 亿吨标准煤，2050 年 3.4 亿吨标准煤。在课题组设置的传统能源发展路径中，能源消费增速较快，分别为 3.6 亿吨、4.7 亿吨、5.3 亿吨、5.9 亿吨标准煤。而在课题组设置的清洁能源发展路径中，分别为 3.3 亿吨、3.9 亿吨、4.2 亿吨、4.4 亿吨标准煤。

煤炭消费需求仍将维持较大规模，并在能源消费结构中占较高比重。从国家层面看，控

制煤炭消费总量将是长期坚持的政策方向，重要区域如京津冀鲁、长三角、珠三角等将会严格压减煤炭消费。而内蒙古作为煤炭资源与生产大省，以及国家重要的煤电基地，未来加强煤炭的清洁利用与就地转化是大的趋势。所以，未来内蒙古本地煤炭消费需求的规模仍将继续扩大，其中很重要的部分来自煤炭的加工转化，这也有利于将资源优势转变为经济优势。在课题组设置的传统能源经济发展路径中，内蒙古的能源发展战略仍以做大做强煤炭产业链为主，煤炭的本地消费需求也呈较大规模。2020 年煤炭消费量为 4.6 亿吨，2030 年、2040 年分别为 5.8 亿吨、6.3 亿吨，2050 年达 6.9 亿吨。而在创新能源经济发展路径中，煤炭的本地消费需求较低，2020 年、2030 年、2040 年、2050 年分别为 3.2 亿吨、3.4 亿吨、3.4 亿吨、3.3 亿吨，煤炭消费逐渐进入平台期。

电力消费需求规模将持续扩大，人均电力消费量将会快速上升。随着社会经济发展水平的提高与工业化和城镇化的稳步推进，内蒙古将实现由工业化中前期向工业化后期的转变，工业用电将呈现先增后减的趋势，而服务业和生活用电将持续增加。经济与社会生活的电气化水平会稳步提高，人均电力消费量会快速上升。具体而言，内蒙古电力需求大体可分为两个阶段，第一阶段是 2011—2030 年，电力消费需求持续扩大，带动电力需求与电力负荷持续增长。第二阶段是 2030—2050 年，随着工业化进程的转变，工业用电呈现下降态势，而三产和生活用电仍持续增加，继续拉动电力总需求持续扩大，但增速放缓。在课题组设置的传统能源经济发展路径中，2020 年、2030 年、2040 年、2050 年的内蒙古区内电力消费需求分别为 4858 亿千瓦时、6662 亿千瓦时、8869 亿千瓦时与 11370 亿千瓦时。在课题组设置的清洁能源经济发展路径中，2020 年、2030 年、2040 年、2050 年的内蒙古区内电力消费需求分别为 3178 亿千瓦时、3942 亿千瓦时、5460 亿千瓦时与 7568 亿千瓦时。在课题组设置的创新能源经济发展路径中，2020 年、2030 年、2040 年、2050 年的内蒙古区内电力消费需求分别为 2444 亿千瓦时、2812 亿千瓦时、4438 亿千瓦时与 5589 亿千瓦时。

油品消费需求规模仍将继续增长，在能源消费结构中的比重会呈稳定至微降趋势。随着内蒙古经济增长由高速转向低速，投资增速下降，铁路等用油行业转型等影响，柴油消费将呈低速增长趋势；而随着人们生活水平的提高与城镇化的拉动，汽车销量快速增长，汽油消费需求将维持一段时间的中速增长，此后随着汽车保有量趋于饱和以及电动汽车的加速普及，将转入低速发展；煤油消费与生活水平、人均收入、机场建设速度、航空周转率等因素正相关，未来将保持温和增长；替代能源发展会对油品消费产生负向影响，对汽油的替代影响更大。总的来看，未来内蒙古油品消费需求规模仍将继续增长，但在能源消费结构中的比重会呈稳定至微降趋势。在课题组设置的传统能源经济发展路径中，2020 年、2030 年、2040 年、2050 年的内蒙古区内油品消费需求分别为 2192 万吨、2862 万吨、3208 万吨、3441 万吨。在清洁能源经济发展路径中，2020 年、2030 年、2040 年、2050 年的内蒙古区内油品消费需求分别为 2013 万吨、2391 万吨、2480 万吨、2483 万吨。在创新能源经济发展路径中，2020 年、2030 年、2040 年、2050 年的内蒙古区内油品消费需求分别为 1547 万吨、1785 万吨、1859 万吨、1880 万吨。

天然气消费需求规模将快速增长，在能源消费结构中的比重将实现相当幅度的提升。国家把发展清洁低碳能源作为调整能源消费结构的主攻方向，目标是到 2020 年天然气消费比重达 10%以上。内蒙古的能源结构目前呈现明显的“一煤独大”特征，天然气比重仅 2%左右，有很大的提升空间。气化将是发展方向，尤其是交通、居民两大部门中天然气的普及

利用。未来内蒙古天然气消费规模将快速增长，2020 年比重将达到 6%左右，而 2050 年将超过 8%。在课题组设置的传统能源经济发展路径中，2020 年、2030 年、2040 年、2050 年的内蒙古区内天然气消费需求分别为 107 亿立方米、240 亿立方米、317 亿立方米、365 亿立方米。在课题组设置的清洁能源经济发展路径中，分别为 146 亿立方米、213 亿立方米、257 亿立方米、283 亿立方米。而在课题组设置的创新能源经济发展路径中，分别为 115 亿立方米、165 亿立方米、200 亿立方米、222 亿立方米。

5.2 区外需求

区外需求影响能源基地的生产布局与外送规模流向。中长期调出内蒙古能源，尤其是清洁能源的需求会持续增长，不同能源品种的区外需求呈现不同的特点与变化趋势。

调出内蒙古能源的实际需求受多方面因素的影响，主要包括目标市场需求及其变化趋势；内蒙古外送通道，运输能力与产能共同决定内蒙古能源外调的能力；能源输出省间的基本情况及其协同竞争关系；国际市场格局及其趋势将对内蒙古能源调出的影响。区外能源市场需求总量是内蒙古能源向区外调出所面对的总的市场容量，而最终总市场容量中由内蒙古能源外送所占的市场份额，则取决于通道、能源输出省间关系与国际市场竞争三方面的综合作用。

从市场定位看，从目前内蒙古能源外送的目标市场来看，煤炭外调主要输往华东、华北、东北、华南，较少输往华中、西北、西南。东三省、东南沿海及长江中下游省区是最主要的煤炭销售市场。电力外送主要送往华北、东北，少量送往宁夏、陕西。天然气外送主要通过已建成的“三横一纵”（陕京一、二、三线，克什克腾旗—北京煤制气管道）天然气管道，主要输往华北地区。未来内蒙古能源外送的市场前景，取决于多方面的影响因素，主要包括区外其他省区的能源需求、能源政策、能源供需缺口，以及供需双方的合作意向。内蒙古将以建设全国清洁能源输出基地为中心任务，围绕“保障首都、服务华北、面向全国”抓发展定位和市场定位。

从市场容量看，中长期全国总的能源消费需求决定了内蒙古面对的区外能源市场的总容量规模。2012 年国内区外煤炭、石油、天然气、电力的需求量分别为 33.04 亿吨、4.672 亿吨、1378 亿立方米、4.778 万亿千瓦时。课题组对全国与内蒙古能源消费需求，进行了预测。在高中低三种情景设置下，全国区外能源消费需求的市场容量 2020 年分别为 44.5 亿吨标准煤、42.0 亿吨标准煤、41.7 亿吨标准煤；2050 年则分别为 49.8 亿吨标准煤、40.8 亿吨标准煤、36.6 亿吨标准煤。具体分品种来看，在高情景下，煤炭区外需求规模 2020 年、2030 年、2040 年、2050 年分别为 38 亿吨、39 亿吨、36 亿吨、31 亿吨；石油分别为 5.8 亿吨、6.5 亿吨、6.5 亿吨、5.5 亿吨；天然气分别为 2934 亿立方米、4421 亿立方米、5548 亿立方米、6251 亿立方米。在中情景下，煤炭区外需求规模 2020 年、2030 年、2040 年、2050 年分别为 35 亿吨、34 亿吨、29 亿吨、21 亿吨；石油分别为 5.2 亿吨、5.5 亿吨、5.3 亿吨、4 亿吨；天然气分别为 2486 亿立方米、3772 亿立方米、4705 亿立方米、5506 亿立方米。在低情景下，煤炭区外需求规模 2020 年、2030 年、2040 年、2050 年分别为 34 亿吨、29 亿吨、20 亿吨、15 亿吨；石油分别为 5.1 亿吨、5.4 亿吨、4.9 亿吨、4.1 亿吨；天然气分别为 2967 亿立方米、4422 亿立方米、5139 亿立方米、4740 亿立方米。以上数据反映了在不同情景设置下，内蒙古所面对的全国区外能源需求的市场容量。

从外送结构看，不论是国家能源战略，还是京津冀、长三角、珠三角大气污染防治与煤炭消费控制等措施，还是内蒙古作为国家清洁能源输出基地的重要定位，都要求内蒙古转变传统的以输煤为主的能源外送方式，调整优化能源输出结构，减少原煤输出量，增加电力、油气等清洁能源的输出，由煤炭生产与原煤输出为主，向煤炭转化与清洁能源输出为主转变，同时需要加快解决制约清洁能源输出的通道建设问题，提高外送保障能力。

煤炭外送规模将趋于稳定至逐步下降。煤炭外送面临着多方面的减量驱动。一是外部市场对煤炭的整体需求下滑，这一方面是由于全国经济增速减速换挡，粗放式的狂飙猛进的扩张势头已经开始改变，重要耗煤部门如钢铁、建材、化工等都将逼近峰值，再加上环境治理与应对气候变化的压力，全国煤炭消费峰值预计在2020—2030年间达到峰值；另一方面，内蒙古最主要的外部市场，京津冀鲁地区面临着严峻的环境治理与控煤压力，未来将大力削减煤炭消费，到2020年，京津冀鲁四省市煤炭消费要比2012年净削减1亿吨，长三角和珠三角地区煤炭消费总量要实现负增长。二是内蒙古本地能源产业尤其是煤炭产业发展的转型，要求加大煤炭就地转化的比重，减少原煤输出。三是内蒙古煤炭外送面临着严峻的竞争形势，在全国煤炭从西向东、从北向南的调运格局下，其他煤炭生产基地如山西、陕西同样具备充足的外送能力与竞争力，即使在市场环境恶化的情况下，这些省份扩大产能，增加产量以赢取市场份额的冲动仍很强，国外煤炭进口也构成激烈竞争。这意味着煤炭尤其是低质量煤外送面临的市场形势越来越差。这些因素共同决定了，内蒙古未来煤炭外送，通道偏紧的制约将会放松，但是外送规模中长期将呈持平至下降的趋势。

在课题组设置的创新能源经济发展路径中，内蒙古煤炭外送量2020年为7.6亿吨，2030年为6.8亿吨，2040年为5.5亿吨，2050年为4.7亿吨。此外，在课题组设置的传统能源经济发展路径中，内蒙古煤炭外送量2020年为7.9亿吨，2030年为8.0亿吨，2040年为8.3亿吨，2050年为7.8亿吨。在课题组设置的清洁能源经济发展路径中，内蒙古煤炭外送量2020年为7.7亿吨，2030年为7.0亿吨，2040年为6.3亿吨，2050年为6.1亿吨。

电力大规模外送将是发展趋势。从目标市场看，全国电力需求仍处于刚性上升阶段，尤其是内蒙古目前最主要的外送市场——京津冀鲁地区中长期将大力推进大气污染防治行动，要求减少本地化石能源的消费，火电发展受限，本地大规模发展可再生电力的条件并不具备，所以电力缺口需要大规模调入，目标市场需求仍很旺盛。从通道上看，正在建设电力调出的大动脉，特高压输电也在发展，管线不断完备。从经济性看，内蒙古清洁电力资源很好，煤电发电成本也很低，区位决定了外送目标市场的输电距离不是太长，所以电力外送将加速上升。

未来内蒙古电力外送受下游市场影响较小，并且市场将呈正向变动，其调入清洁电力的需求会不断上升。由于电力外送与油气外送类似，高度依赖管线的建设与布局，所以电力外送量也主要取决于电网与输电线路的建设。如果电网调度与长距离输电线路能建设完备，能有效地解决内蒙古电力外送通道不足问题，可再生能源“窝电”能得到缓解，未来外送电力潜力空间还很大。

在课题组设置的创新能源经济发展路径中，内蒙古电力外送量2020年为4488亿千瓦时，2030年为6324亿千瓦时，2040年为6584亿千瓦时，2050年为6424亿千瓦时。在课题组设置的传统能源经济发展路径中，内蒙古电力外送量2020年为3435亿千瓦时，2030年为5858亿千瓦时，2040年为6164亿千瓦时，2050年为5953亿千瓦时。在课题组设置的清

洁能源经济发展路径中,内蒙古电力外送量 2020 年为 4216 亿千瓦时,2030 年为 6153 亿千瓦时,2040 年为 6436 亿千瓦时,2050 年为 6229 亿千瓦时。

天然气外送量将不断上升。天然气外送能力将得到进一步的保障,伴随着管道的建设与完善,通道的瓶颈制约也将逐步放松。然而内蒙古天然气的外送量需要考虑市场因素。

第一,我国天然气的对外依存度很高,近期为满足国内快速增长的天然气需求,以及在未来优化能源结构、治理大气污染等要求下,用低碳清洁的天然气替代煤炭,以及城市用气、交通用气的上升,从而带来的可预期的天然气消费继续增长,国家又签订了一大批从国外进口天然气的长期协议,所以从国外进口天然气未来将占据较高的市场份额。第二,内蒙古本地的气源与产能产量潜力。内蒙古常规天然气的产能能够比较稳定地预测,非常规天然气如页岩气目前前景不明,很难说在中短期能形成稳定的规模较大的气源;煤层气也可以比较稳定地预测。天然气供应这一潜在的大规模的增长将来自于煤制气。虽然内蒙古已经规划或者上马了大规模的煤制气生产,但是煤制气的发展面临着较大的不确定性。不论是环境容量、水资源支撑、煤质质量、生产成本、生产安全、下游市场等方面,都面临着较大的不确定性。截至 2014 年 10 月,全国已有、在建或计划中的煤制气项目共 54 个,2013 年 8 月以来新签约项目 14 个。54 个项目总规模已达到 2408 亿立方米;并且经济性上也易受市场波动的影响,一旦煤价上涨,或者国际天然气价格下跌,就可能完全挤压了煤制气的利润空间。所以课题组对由煤制气形成大规模的外送,并维持行业的较好运营,持保守态度。

在课题组设置的创新能源经济发展路径中,内蒙古天然气外送量 2020 年为 315 亿立方米,2030 年为 330 亿立方米,2040 年为 340 亿立方米,2050 年为 355 亿立方米。在课题组设置的传统能源经济发展路径中,内蒙古天然气外送量 2020 年为 405 亿立方米,2030 年为 435 亿立方米,2040 年为 450 亿立方米,2050 年为 550 亿立方米。在课题组设置的清洁能源经济发展路径中,内蒙古天然气外送量 2020 年为 332 亿立方米,2030 年为 350 亿立方米,2040 年为 385 亿立方米,2050 年为 405 亿立方米。

油品外调量较少。目前内蒙古原油生产量大部分调出,本地炼油能力不强。未来内蒙古在成品油方面会扩大产能,提高本地石油炼化能力,实现区内油品炼化的基本自给。油品方面不是能源外送的重点。

5.3 政策建议

针对区内需求,内蒙古应在国家积极推进能源消费革命的总体战略部署下,坚持节能优先、绿色低碳的总体方向,找准内蒙古控制能源消费总量、提高能源利用效率、优化能源消费结构的政策着力点,形成科学合理、激励相容、统筹兼顾、重点突出的政策体系。

中长期区内仍面临着巨大的能源需求压力。政策设计应基于经济社会发展新形势与资源环境强约束的客观实际,主要从能源利用技术与能源消费行为两个角度着手,更好地顺应与引导未来区内能源需求。能源消费涉及社会生产生活的方方面面,能源消费总量控制也是一个复杂的综合性问题。能源消费革命的成功实现,不仅需要从能源及相关行业着力,也需要整个社会经济做出同步调整,这就决定了在推进能源消费革命的过程中,需要一个涵盖经济、政治、能源、环境、技术、文化等多领域的公共政策体系,才能从根本上实现政策目标。

具体来讲，经济领域需要转变经济发展方式，优化产业结构，限制高耗能行业低水平盲目扩张，大力鼓励绿色低碳高附加值的新兴产业发展。能源领域需要坚决控制能源消费总量，压低能源强度，将节能优先方针贯穿社会生活的每个领域。环境领域要强化环境保护与环境治理，推进主要污染物减排，控制温室气体排放，并在雾霾日益严重的形势之下，大力防治大气污染。针对重要的能源品种也应有的放矢，如在占能源消费结构 80%以上的煤炭消费方面，要坚决控制煤炭消费总量，优化煤炭消费结构，推进煤炭高效清洁利用。针对这些有利于推进能源消费革命的各个领域的主要思路和实施路径，在政策框架构建与政策体系设计时，可以有针对、有重点、统筹兼顾，形成合力。

政策体系可从基本根基、制度保障、组织管理、市场机制、社会理念五个方面展开。最根本的是要在宏观政策与产业政策方面着力转变经济发展方式，优化产业结构，限制高耗能行业低水平盲目扩张，大力鼓励能源科技创新，重塑能源消费图景。制度保障方面要遵循与落实国家的法律法规、行政规章、标准体系，加强绿色低碳约束制度的实际效果，地方机构如内蒙古自治区发改委、经信委、环保厅、能源开发局等相关主管部门，可以针对本地能源消费双控、大气污染防治的重要环节、关键领域、专项问题，适时研究出台地方行政规章，形成对法律法规的补充，这类规章有的放矢、针对性和专业性强，能够为地方工作的具体落实提供制度保障。组织管理方面要加强组织领导，完善能源管理体系，改进目标责任考核，重视管理能力建设。市场机制方面要完善经济政策，充分发挥市场机制的激励约束作用，在落实国家相关的价格、财政、税收、金融等经济政策外，地方层面要合理发挥税收优惠和财政补贴的积极作用，支持的方向与领域应覆盖节能、可再生能源发展、污染治理、能源技术研发等领域。利用税收优惠，引导节能，对于重点地区、重要耗能部门，执行特殊税费方式，可以通过对高耗能部门、企业执行惩罚性税收来抑制其能源消费。要将财政支持政策与控制能源消费总量、优化能源消费结构的实际成效直接挂钩，并创新投融资模式，撬动社会资本；同时金融领域要灵活运用信贷、保险、证券等工具，创新投融资模式，鼓励民间资本和社会资本进入，建立完善交易市场体系，具体可以鼓励绿色信贷，引导银行对节能减排、清洁能源替代的企业与项目给予倾斜，并鼓励银行、保险、券商等金融中介机构创新金融产品，对节能、环保、控煤等企业提供融资、担保等金融服务，将节能环保、能效、控煤等指标与企业的投融资挂钩，严格控制未达标企业贷款和上市融资。最后，在社会理念方面要加强宣传，建设节能低碳型社会，在全社会倡导能源消费革命理念。

针对区外需求，内蒙古要以国家总体能源战略与能源安全为出发点和基本指导，形成本地抓生产、抓转化，中间抓通道、抓网络，外送抓市场、抓布局，三位一体的能源外送战略。

能源外送是内蒙古能源发展战略中的重大问题。从国家层面讲，未来将推行区域差别化的能源政策。根据国务院下发的《能源发展战略行动计划（2014—2020 年）》，要求“在能源资源丰富的西部地区，根据水资源和生态环境承载能力，在节水节能环保、技术先进的前提下，合理加大能源开发力度，增强跨区调出能力。合理控制中部地区能源开发强度。大力优化东部地区能源结构，鼓励发展有竞争力的新能源和可再生能源”。在国家总体战略与能源发展布局之下，未来内蒙古仍需进一步增强能源尤其是清洁能源调出能力，发挥国家能源生产与输出基地的作用。

目标市场是内蒙古能源输出的重要影响因素。“8337”发展思路阐述了内蒙古的发展定位，其中包括“要把内蒙古建成保障首都、服务华北、面向全国的清洁能源输出基地，以及全

国重要的现代煤化工生产示范基地”，这两个基地的建成与内蒙古的能源发展战略密切相关。从内蒙古能源外送的市场定位来看，首都、华北、全国形成多层次的目标市场，这是由国家能源发展战略的总体布局以及内蒙古的区位条件、资源条件、通道条件等共同决定的。中长期看，内蒙古目标市场的能源需求，尤其是调入清洁能源如天然气、电力的需求会持续上升，而对煤炭的调入需求会被大幅压减。这意味着从能源供应端来讲，内蒙古应该压减煤炭直接外送，提高煤炭就地转化率，科学合理发展煤化工，积极发展可再生电力，加大清洁能源的输出。

能源输出通道建设是保障清洁能源顺利输出的重要环节。内蒙古要积极争取、加快推进重点能源输出通道建设，尤其是重点煤电基地至华北、华中、东北长距离、大容量、高电压等级输电通道建设，搞好“风电打捆外送”，逐步变“北煤南运”为“北电南送”，解决好“窝电弃风”现象，提高能源输出效率；同时要围绕清洁油气产品外送，以已建成的“三横一纵”天然气外送管道为基础，重点统筹建设“六横”外送油气管道[①]，并加快联络线、支线、气田集输管道建设，积极推进管网互联互通，形成天然气、煤制气、煤层气、页岩气等多种气源公平接入、统一输送的格局，全区形成“九横一纵”外送油气管道网络并逐步发展完善。煤炭方面，要加强煤炭铁路运输通道建设，重点推进内蒙古西部至华中地区的铁路煤运通道，完善西煤东运通道。在建设完善能源外送通道，优化能源外送结构的同时，为了提升内蒙古能源外送的市场竞争力，在生产端也应该配套推进能源供给革命，建立多元供应体系，大力推进煤炭清洁高效利用与就地转化，着力发展非煤能源，改变“一煤独大”的供应格局，立足本区资源禀赋，形成煤、气、可再生能源、油多轮驱动的能源供应体系。同时要推动能源技术革命，紧跟国际国内能源技术革命新趋势，以绿色低碳为方向，分类推动技术创新、产业创新、商业模式创新，并积极示范推广，把能源技术及其关联产业培育成带动自治区产业升级的新增长点。这不仅能使内蒙古能源外送在国际国内竞争环境下更具优势，也能进一步推动内蒙古以能源行业为重要支柱的经济增长模式从粗放型向集约型，从低附加值向高附加值，从一煤独大向多元驱动，从资源约束趋紧、环境污染严重、生态系统退化向资源节约、环境友好、生态和谐的绿色、循环、低碳、可持续发展转变。

---

① “三横一纵”管道包括陕京一、二、三线，克什克腾旗-北京煤制气管道。“六横”管道包括陕京四线、鄂尔多斯-河北（沧州）天然气管道，鄂尔多斯-天津，乌兰浩特-吉林和海拉尔-齐齐哈尔-哈尔滨煤制气管道、呼和浩特-北京甲醇制汽油管道。

分报告八

内蒙古自治区国际能源合作战略研究

报 告 说 明

内蒙古自治区国际能源合作是实施建设丝绸之路经济带战略的重要组成部分。推动这一领域的合作进程,既是建设我国21世纪能源接续基地、保障国家能源安全的需要,也有利于巩固中蒙战略伙伴关系,改善我国周边国际环境。本课题将在分析内蒙古自治区与蒙古国、俄罗斯能源经济合作现状及发展环境条件的基础上、明确内蒙古能源经济国际合作对我国能源保障和开发利用的战略意义,确定内蒙古能源经济国际合作的战略重点和发展路径、发展目标和主要任务,提出扩大内蒙古能源国际合作的政策建议。

在内容编排上,本报告分为五个部分。第一章总结了内蒙古自治区国际能源合作现状。内蒙古的能源国际合作对象主要是蒙古国,与蒙古国的合作是内蒙古国际能源合作的重点内容。除了煤炭贸易,电力也已成为双方合作的新领域。与此同时,内蒙古也是蒙古国能源矿业产业的主要投资方。第二章阐释了扩大内蒙古自治区国际能源合作的战略意义。内蒙古在地理和资源禀赋上的地位,决定了其在改善我国周边国际环境、缓解我国资源瓶颈约束方面的作用,同时对内蒙古自身来说,加强国际合作也有利于其经济的可持续发展。第三章分析扩大内蒙古自治区国际能源合作的条件,包括有利条件与制约因素,并由此总结出加强内蒙古国际能源合作的总体思路和目标。在此基础上,第四章具体说明了加强内蒙古能源经济国际合作的主要任务,从宏观战略与具体的政策实践方面指出了内蒙古国际合作的总体思想和战略重点。最后,第五章提出若干内蒙古自治区国际能源合作战略的政策建议,从资源勘查、国际物流、投资、区域市场、开发布局等具体实践层面给出了建议,也从整体的战略规划与国家间关系的角度(中蒙、中俄)出发给出了相应的建议。

第一章　内蒙古国际能源合作现状

1.1　内蒙古是我国能源国际合作的重点区域

由于特殊的地理区位，内蒙古自治区在中蒙能源国际合作中的角色极为独特。内蒙古自治区是我国煤炭进口三大主要入境区域，能源特别是煤炭进口所占比重逐年增加。2012年，内蒙古全区进口煤炭2211.34万吨，占国家煤炭进口量的7.69%①。贸易金额价值17.5亿美元，占全区外贸进口总额的10%，占自治区与蒙古国贸易的47.2%，是双方第一大贸易商品。

内蒙古是我国煤炭资源最富集的地区之一，区域内煤层面积大，分布范围广，全区累计探明的保有储量2317.1亿吨，占全国保有储量的22%。但是，炼焦煤在我国内蒙古地区仅占2%，属稀缺煤种；并且随着近10年的高强度开发，内蒙古的优质炼焦煤资源已经出现枯竭迹象。我国每年从蒙古国进口的煤炭85%以上是焦煤，从煤质指标分析来看，蒙古国焦煤的优势在于低灰、低硫，在洗煤和焦化企业的配煤中能够起到降灰降硫的作用，掺配后产生间接经济效益。2012年，内蒙古煤炭产量10.7亿吨，蒙古国进口煤炭总量占内蒙古煤炭产量的2%，其中焦煤约占当年煤炭进口总量的85%～90%。从总量看，蒙古国煤炭进口对内蒙古煤炭生产冲击不大，从煤种看属内蒙古稀缺煤种。而且受市场因素作用，即使不从蒙古国进煤，其他国家进口煤炭也会进入内蒙古市场②。

1.2　煤炭贸易是内蒙古能源国际合作主体

内蒙古自治区的能源生产和消费结构是以煤炭为主，石油的生产和消费在全国所占比重并不高。内蒙古石油消费量占全国2.7%，远低于煤炭占全国10.4%的比重；内蒙古石油的生产量占全国的比重更低，仅为1%，远低于煤炭占全国28.6%的比重。这一能源经济结构的特点也就导致了内蒙古能源国际合作的突出特点是以煤炭贸易为主。

我们根据对CEI的数据的统计分析，内蒙古对外部能源贸易（总进口量）有如下特点，一是石油贸易量不大，而且主要是依靠国内贸易。CEI统计的石油贸易（总进口量）由两部分构成，一是来自国外的进口量，及国际贸易；另一部分是来自国内省外的调入，及国内贸易。2012年，内蒙古自治区石油的总进口量为1235万吨，其中由国内外省调入石油量占了绝大部分，为1235万吨；石油的出口总量为160万吨，几乎全部是自区内调出到国内外省，

① 参见表1-1。

② 2013年上半年，由于蒙古国煤炭价格居高不下，内蒙古从加拿大进口煤炭37.8万吨，自澳大利亚进口24.5万吨，占煤炭进口总量的7.76%。见“中蒙煤炭贸易现状及态势分析”，丁晓龙，《北方经济》2014年第一期。

调出量为160万吨。也就是说,内蒙古的石油进出口,基本是发生在国内省际之间的贸易调出调入,国际贸易所占比重极少(见表1-1)。

表1-1　2012年全国及内蒙古自治区石油供需主要指标

	全国(百万吨)	内蒙古(百万吨)	内蒙古占全国比重(%)
石油可供量	478.6	12.8	2.7
石油生产量	207.5	2	1
石油贸易差额	292	10.7	—
石油进口量	330.9	12.4	3.7
其中:外省调入量	—	12.3	—
石油出口量	38.8	1.6	—
其中:本省调出量	—	1.6	—
石油消费量	476.5	12.8	2.7
石油进口量占可供量比重	69.1%	96.6%	—

与石油的情况不同,内蒙古既是煤炭生产大省,又是我国煤炭进口三大主要入境区域。根据2012年全国与内蒙古自治区煤炭供需主要指标(见表1-2)来看,内蒙古2012年煤炭进口与调入总量为3310万吨,其中自国内外省调入量1090万吨,境外进口2220万吨。煤炭出口(包括了国际贸易的出口量和国内贸易向省外调出)高达7.13亿吨,占内蒙古煤炭生产量(10.42亿吨)的68.2%。出口中,本省向外省的调出量为7.11亿吨,国际出口贸易量仅有不到200万吨。显然自治区煤炭的进口以境外进口为主,出口是以内贸为主。

表1-2　2012年全国与内蒙古自治区煤炭供需主要指标

	全国(百万吨)	内蒙古(百万吨)	内蒙古占全国比重(%)
可供量	3800.3	366.2	9.6
生产量	3645	1041.9	28.6
贸易差额	279.1	−680.1	—
进口量	288.4	22.1	—
其中:外省调入	—	10.9	—
出口量	−9.3	1.8	—
其中:本省调出	—	711.3	—
消费量	3526.5	366.2	10.4
进口量占可供量比重	7.6%	96%	—

1.3　蒙古国在内蒙古国际能源合作中地位重要

2003年中蒙两国建立睦邻互信伙伴关系,2011年进一步升格为战略伙伴关系,在两国关系史上树立了新的里程碑,推动了两国关系全面快速发展。近10年来,中蒙经贸往来频繁,贸易额日益增长,务实合作成果丰硕。2002年中蒙贸易额3.63亿美元,约占蒙贸易总

额的30%。2012年,中蒙贸易总额达到66亿美元,其中蒙方对华出口39亿美元,占蒙古国出口总额70%以上。中国现已成为蒙古国最主要的投资力量,蒙古国生产的矿产品大部分输往中国。中国已连续10多年成为蒙古国最大贸易伙伴和投资来源国。

蒙古国矿产丰富,具有开发利用价值的主要有煤、铜、铁、锌等80多种矿产。铜、铁矿石和原油则全部出口到中国,其中铜57.6万吨、铁矿石500.8万吨、原油250万吨,中蒙能源合作在中蒙经贸关系中占有重要地位。截至2011年,蒙古国共出口煤炭2100万吨,其中99.3%出口到中国。煤炭出口占蒙古国的出口总额的40%以上。

蒙古国多煤少油,煤炭资源丰富,是全球煤炭资源最集中、最丰富的地区之一,世界排名前10。煤炭总储量1623亿吨(包括推断储量)①。其中,靠近中国的南戈壁地区煤炭储量为530亿吨,世界最大的焦煤开采矿塔奔陶勒盖煤矿就位于南戈壁省,距离中蒙边界线甘其毛都口岸约255公里。同时,蒙古国与我国内蒙古自治区的煤炭资源在煤种结构上互补性强。内蒙古能源资源以煤炭资源为主,96.5%以上是以褐煤、长焰煤、不黏煤等煤化程度较低的煤种为主,而焦煤、肥煤、无烟煤、贫煤等煤种储量较少,开采条件较差。我国从蒙古进口的煤炭85%都是焦煤。蒙古国东部褐煤较多,中部地区为褐煤转化焦煤阶段,西部和戈壁地区分布焦煤和烟煤,焦煤的80%在南戈壁地区,南戈壁煤炭的一半集中在塔奔陶勒盖矿区。矿区探明储量64亿吨,其中优质主焦煤储量18.8亿吨,原煤出焦率60%以上,是冶炼优质钢材不可缺少的稀缺煤种。由于蒙古能矿资源丰富,同时蒙古国资源所在区位距离我国经济中心地区较近,运输方便,中蒙经济结构与资源结构互补性强,在未来相当长的时期里,蒙古作为我国煤炭进口主要来源国的地位是不会改变的。

1.4 中国已成为蒙古国能矿产业的主要投资方

中国是蒙古国最大的投资来源国,是蒙古国能矿产业的主要投资方。根据商务部、国家统计局、国家外汇管理局联合发布《2012年度中国对外直接投资统计公报》,2012年,中国对外直接投资创下878亿美元的历史新高,同比增长17.6%,首次成为世界三大对外投资国之一。中国对蒙古国的直接投资增长迅速,从2004年的4016万美元增至2012年的9亿美元,增长超过20倍。在2012年末中国对外直接投资流量前20位的国家(地区)中,蒙古国排在第12位(见表1-3)。其中,在中国对其矿业投资比重较高的国家中,蒙古国应排在前5位的位置。中国企业积极参与蒙古国的煤炭、铜、钼、钢铁、石油、铀等开采以及能源、基础设施、建筑等行业建设。截至2011年,在蒙古国投资的中国企业达5639家,占全部在蒙投资企业数的49.4%;中国对蒙投资存量达到28.5亿美元,占蒙外资总额的48.8%,居首位②。

表1-3 2012年末中国对外直接投资流量前二十位的国家(地区)

序号	国家(地区)	流量(亿美元)	比重(%)
1	中国香港	512.38	58.4
2	美国	40.48	4.6

① 据蒙古能源局统计。

② "中国已成蒙古国最主要投资力量",国土资源部网站,2012年5月21日。

续表

序号	国家(地区)	流量(亿美元)	比重(%)
3	哈萨克斯坦	29.96	3.4
4	英国	27.75	3.2
5	英属维尔京群岛	22.39	2.6
6	澳大利亚	21.73	2.5
7	委内瑞拉	15.42	1.8
8	新加坡	15.19	1.7
9	印度尼西亚	13.61	1.5
10	卢森堡	11.33	1.3
11	韩国	9.42	1.1
12	蒙古	9.04	1
13	开曼群岛	8.27	0.9
14	老挝	8.09	0.9
15	德国	7.99	0.9
16	加拿大	7.95	0.9
17	俄罗斯联邦	7.85	0.9
18	缅甸	7.49	0.9
19	阿根廷	7.43	0.8
20	伊朗	7.02	0.8
	合计	790.8	90.1

数据来源:商务部、国家统计局、国家外汇管理局联合发布《2012年度中国对外直接投资统计公报》。

1.5 电力合作已成为自治区与蒙古国能源合作新领域

电力合作在内蒙古自治区国际能源合作中占有重要地位。蒙古国电网落后于其社会经济发展的进程,突出的问题是现有电网的布局与经济开发的区域结构不匹配。蒙古国的电网系统由三个电网构成,即中部能源系统、西部能源系统和东部能源系统(见图1-1)。中部能源系统主要负责为首都乌兰巴托等中部城市供电,供电负荷约占三大能源系统的96%。同时,三个电网布局均偏于蒙古国北部地区。原来的蒙古国南部区域人口稀少,电网建设严重滞后,电力供应不足(见图1-1),但蒙古国资源富集地区集中于南部地区,特别是南戈壁省。随着近年来南部地区边贸与工矿业的高速发展,形成大量的电力需求。蒙古国南部电力短缺的情况和我国蒙西电网目前发电能力有较大剩余的状况正好形成互补。通过中蒙合作,目前蒙西电网已形成向蒙古国南部地区供电的六条通道:一是巴彦淖尔市巴音杭盖至蒙古国奥尤陶勒盖双回220千伏线路,长度(2×185)公里,送电能力25万千瓦。二是阿拉善盟策克至蒙古国那林苏海图单回35千伏线路。三是巴彦淖尔市甘其毛都至蒙古国嘎顺苏海图单回10千伏线路。四是锡林郭勒盟二连浩特至蒙古国扎门乌德单回10千伏线路。五是锡林郭勒盟嘎达布其至蒙古国额尔登查干单回35千伏线路。六是锡林郭勒盟嘎达布其

至蒙古国毕其格图单回 10 千伏线路。2012 年,蒙西电网向蒙古国送电量 3874.63 万千瓦时,最高送电容量 4.5 万千瓦。2013 年前三季度已向蒙古国送电 5 亿千瓦时。

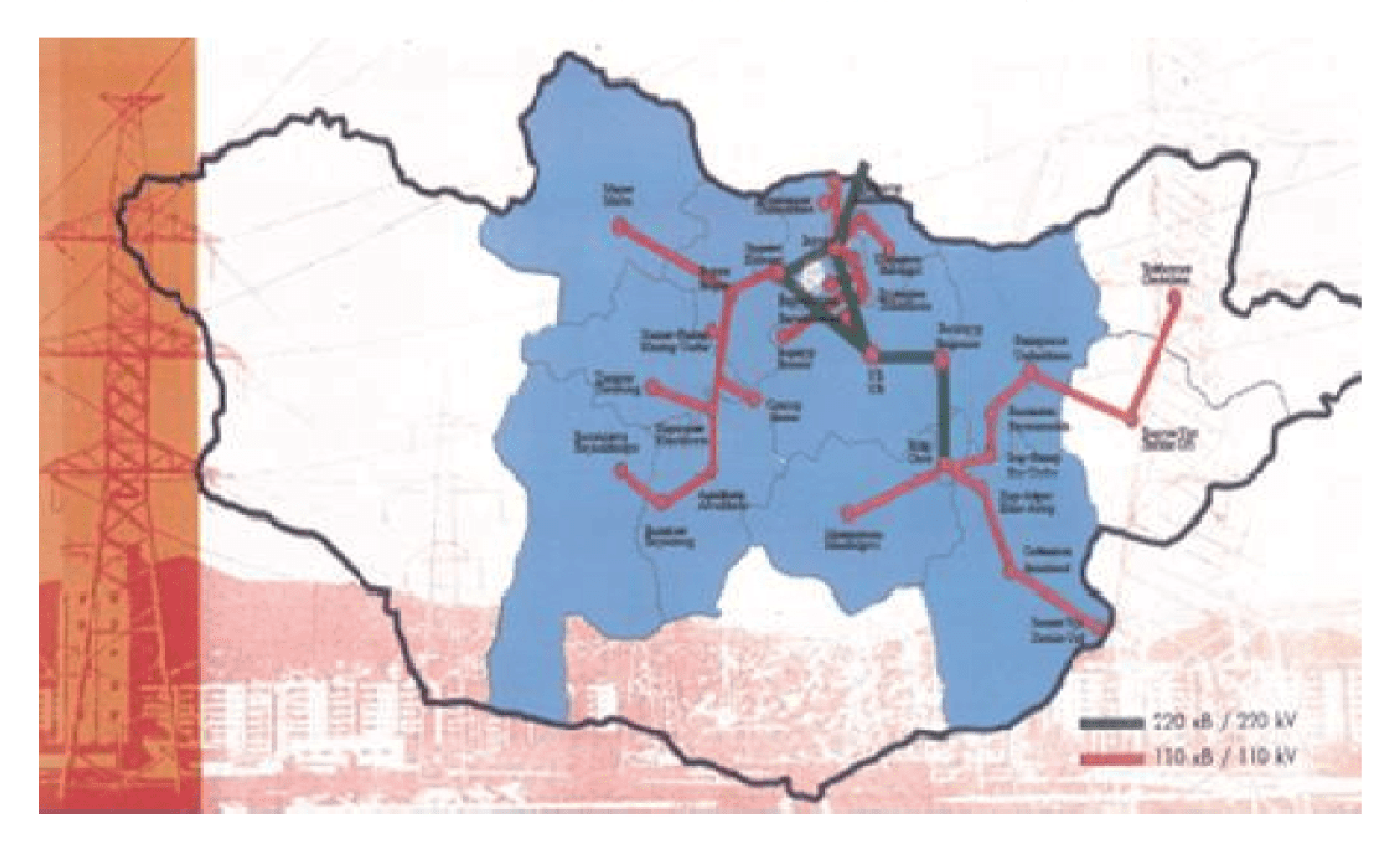


图 1-1　蒙古国的电网系统

根据蒙西电网现有供电能力以及近期建成投产的电网电源项目情况,蒙西电网完全有能力保障蒙古国电网公司提出的电力供应要求。

1.6　蒙古国煤炭在内蒙古口岸落地加工态势良好

随着与蒙古国煤炭贸易的扩大,内蒙古自治区按照“就近物流,加工转化,减重增值”产业发展思路,着力建设境内外资源综合利用、统筹发展的循环经济试验示范区,打造境外资源落地加工基地。乌海市是我国重要的煤焦化生产加工基地,乌海市年焦炭生产能力达到 1600 万吨。随着乌海地区炼焦煤资源逐渐减少,乌海市通过大规模利用蒙古国的炼焦煤,实现了煤化产业的可持续发展。2011 年全年调入市外煤炭 1680 万吨,其中年利用蒙古国煤炭近 1000 万吨。为了更好地承接蒙古国煤炭资源进口、落地加工,甘其毛都和策克两大口岸立足境外资源规划发展煤焦化、煤化工及下游产业,使曾经相互独立的煤矿、洗煤厂、焦化厂形成了上下游一体化的经营格局,原煤、焦炭等初级产品正向煤焦油、炭黑、甲醇等多元精加工产品延伸。神华巴彦淖尔能源公司在甘其毛都口岸加工园区投资 130 亿元建设的 1200 万吨洗煤、480 万吨焦化、50 万吨甲醇项目已经建成试运行。策克口岸浩通能源公司 200 万吨/年风选煤项目,庆华-马克公司 300 万吨/年重介洗煤项目,锦达煤业公司 200 万吨/年跳汰洗煤项目等一批口岸加工项目建成投产,大大提升了口岸经济的可持续发展能力和贡献率。

第二章　扩大内蒙古国际能源经济合作的战略意义

2.1　有利于改善我国周边国际环境

我国的周边国际环境处于建国以来最好的时期，但维持和完善我国周边区域和平和谐的安全环境仍是国家发展面临的重要任务。东北亚区域包括中国、日本、朝鲜、韩国、蒙古国和俄罗斯的远东地区。东北亚地区是当今世界经济最有活力、区域合作最有潜力的地区：既有日本、中国、韩国这样经济发展强劲、能源需求旺盛的国家，又有俄罗斯、蒙古国这样能矿资源富集的国家，发展的互补性在全球范围十分突出。同时，东北亚又是大国利益交织、距离我国政治经济中心区域最近的区域，影响我国安全形势的危险因素较多。蒙古国处于亚洲大陆的腹地，位于中国和俄罗斯两个大国之间，东、南、西三面与中国接壤，地理位置独特，是一个最接近中国地理中心区域的国家。中蒙关系良性发展，可使蒙古国成为中国北方安全的缓冲和屏障，双方的经济合作可以为中国中西部区域发展带来巨大利益。中蒙关系出了问题，也可能形成中国外来威胁的基地。鉴于区位上的特殊性和经济上的互补性，通过扩大能源贸易与经济合作进一步深化我国内蒙古自治区与周边国家特别是蒙古国的全面合作关系，对于推动东北亚乃至整个世界政治经济格局向有利于中国方向转化，无疑具有重大的影响。从近些年的关系发展来看，内蒙古与蒙古国和俄罗斯已面临重要发展机遇，不断加强的经济贸易合作为各自经济建设注入了活力和动力，并给两边人民带来了实实在在的利益。

2.2　有利于缓解我国资源瓶颈约束

随着我国工业化、城镇化和农业现代化进程的持续快速推进，资源需求强劲、国内供给能力有限，矿产资源保障程度不高已成为制约经济社会发展、影响国家经济安全的关键因素。我国资源的瓶颈约束有两大特点：首先是从总量来看，国内能矿资源严重不足，能矿资源对外依存度很难下降。今后 10～15 年我国能矿资源供需矛盾仍十分突出。据预测，2015 年、2020 年和 2030 年石油缺口将分别达 62.5%（3.5 亿吨）、65.4%（4.25 亿吨）和 58.3%（3.5 亿吨），煤炭供需缺口 10%左右（2 亿～3 亿吨）。未来 10～15 年内，我国大宗矿产铁、铜、铝、铅、锌等矿产对外依存度依然高达 50%左右。其次是从结构角度看，能矿资源海外供应地和运输通道过于集中。我国目前重要能源矿产资源的供应地，主要集中在中东、非洲、大洋洲及南美洲等地区，进口运输过于依赖海运通道，特别是马六甲海峡。马六甲海峡所在的东南亚地区，是国际重要海峡集中分布地区，在联合国秘书处列举的八个重要的国际海峡中，除中东的三个海峡以外，其余五个均分布在东南亚。这些海峡在国际商业贸易上具有极其重要的价值，特别是马六甲海峡，是我国石油及其他战略物资进口及对西半球贸易的重要通道。目前我国 80%的石油进口需要通过马六甲海峡。我国重要矿产资源的进口，大

多数也是经海路运输的。其中，50%的铁矿，20%的铜、50%～60%的氧化铝和90%的铬都要经过马六甲海峡、望加锡海峡和南中国海输入中国。如果对这些海峡加以限制的话，全球大部分的国际贸易，尤其是位于本地区的我国和日本的对外贸易就会受到严重影响。在我国国力尚不足以提供有效安全保障的情况下，我国海上通道处境脆弱，存在着较大的安全风险。

加强陆路周边国际次区域经济合作是解决上述我国资源保障困局的一个新途径。周边国家优势矿产资源对我国有较强的互补性，利用前景广阔，同周边国家加强矿产资源合作具有十分重要的战略意义，合理利用周边国家矿产资源，可以大幅度提高我国资源保障能力，可使我国矿产资源供应能力总体上增加20%～30%。是我国除了海路进口资源之外新的、可靠的能源矿产资源来源，有利于分散我国国际贸易风险。内蒙古自治区是我国加强对陆路周边国际合作的重点区域，通过内蒙古自治区与蒙古国、俄罗斯在能矿资源的开发方面的合作，将为改变我国海外资源供给过于依赖海上通道的状况提供重要帮助。通过加快在蒙俄两国高载能产业的投资、扩大对这些区域的电力供应，也将深化区域国际产业分工合作，通过贸易带动自治区经济的发展，为国家下一阶段西部大开发做出更大贡献。

我国能源供需矛盾将长期存在。国家《能源中长期发展规划纲要》确定了“立足国内、开拓国外”和“煤为基础、多元发展”的能源发展方针。内蒙古无论从资源储备，能源资源结构及区位等条件综合来看，适合建设国家新型（接续）战略能源基地，对保障国家长期发展对能源的需求有重要意义。

2.3　有利于内蒙古自治区经济可持续发展

内蒙古与邻近的蒙古国南部资源富集区有合作开发的便利条件，资源互补性强。内蒙古与蒙古国能源合作恰好可以弥补内蒙古能源产业发展在资源与市场方面面临的困境，有助于内蒙古自治区经济可持续发展和我国能源接续基地的建设。

内蒙古一直是我国的优质焦煤资源的重要产地，优质焦煤资源主要集中于蒙西乌海-棋盘井-乌斯太地区，储量约占全区51%，资源战略意义重大。其中，乌达煤田煤炭保有储量6.2亿吨，全部为冶金焦煤、化工焦煤，质量好，工业利用价值极高。其中的优质焦煤占内蒙古自治区总储量的60%以上，占全国探明储量的20%。该区域以乌海市为中心分布着乌海工业园、棋盘井工业园及乌斯太工业园，经多年发展，已形成以焦煤加工下游产业为主体的重化工基地。经过数十年大规模开采，乌海地区的焦煤资源已不多了。以乌达煤田为例，累计生产煤炭2.1亿吨，由于采掘技术及开采难度制约，实际已动用煤炭资源4.2亿吨（按回采率约为50%匡算），剩余煤炭保有储量近2亿吨。扣除各项必须加以保护及不能开采的煤炭资源总数，未来乌达区煤炭储量仅可供开采8年[①]，优质焦炭资源枯竭，导致蒙西重化工工业基地面临原料供应形势严峻。有利的是我国蒙西地区靠近蒙古国的焦煤资源产地南戈壁地区（集中了蒙古国80%的焦煤资源），而且已经对南戈壁省的煤炭资源开发形成了一定的基础。南戈壁煤炭的一半集中在塔奔陶勒盖矿区，矿区探明储量64亿吨，其中优质主焦煤储量18.8亿吨，原煤出焦率60%以上，是冶炼优质钢材不可缺少的稀缺煤种。蒙古国

① “乌达区煤炭资源枯竭型城市经济转型试点综合规划”，东北师范大学中国东北研究院，2009年7月。

的焦煤资源成为内蒙古自治区炼焦及焦化产业的主要后续资源，双方资源互补、合作双赢。

内蒙古自治区国际能源合作的又一亮点是与蒙古国的电力合作。“十一五”以来，内蒙古能源产业特别是煤炭产业的发展速度较快，从 2009 年开始，内蒙古自治区的煤炭产量就已经超过山西省成为全国最大的产煤省份，并且这一领先优势在 2010 年得到了继续保持。随着内蒙古自治区煤炭产量的大幅攀升，煤炭外送的交通运输压力也在不断加大，直接造成内蒙古至沿海区域的交通压力。积极发展与煤炭相关的其他产业，特别是电力产业，通过对外输电的方式来代替对外输煤，从而改变大规模以油运煤的能源消费现状。目前蒙西电网面临的主要问题是电力与外部电网强化联通实现剩余电力外送的问题。蒙古国电网落后于其社会经济发展的进程，突出的问题是现有电网的布局与经济开发的区域结构不匹配。蒙古国，尤其是毗邻我国蒙西区域的南部各省经济增长强劲但电力短缺。通过中蒙电力合作，我国蒙西电网目前发电能力有较大剩余的状况正好可以与蒙古国的电力需求形成互补。

第三章　扩大内蒙古国际能源经济合作的条件分析

未来是一个重要时期，中蒙能源合作具有十分有利的条件。

3.1　扩大内蒙古自治区国际能源合作的有利条件

3.1.1　周边各国经济合作意愿越来越强烈

国家主席习近平 2013 年 9 月提出的共建“丝绸之路经济带”战略构想，引起周边国家广泛关注和积极响应。其中，中蒙合作已成为“丝绸之路”建设重要的一环，处理好与蒙古国的国际合作也是国家赋予内蒙古的重要使命。内蒙古自治区所涉及的周边国际关系——中蒙、中俄关系，不存在边界领土纠纷和历史遗留难题，并且发展趋势持续稳定；在经济方面，内蒙古与周边国家资源互补性十分明显，各方加强国际经济合作的意愿越来越强烈。蒙古国位于亚洲和欧洲大陆的连接处，蒙古国方面不少有识之士提出，蒙古国不应只成为发展同中俄两国单方面的经贸合作孤岛，而希望在更广泛的基础上同欧亚各国进行以上的合作，成为连接欧亚、中亚与东亚的内陆桥梁。这同中国所提出的建设“丝绸之路经济带”倡议与周边各国共同发展的目标完全吻合。

2014 年 5 月 19 日，习近平主席在会见蒙古国总统额勒贝格道尔吉时提出，中方愿意以建设“丝绸之路经济带”为契机，本着矿产资源开发、基础设施建设、金融合作“三位一体、统筹推进”原则，以互联互通建设为优先方向，拓展两国合作，鼓励有实力的中国企业赴蒙投资兴业。蒙古国总统额勒贝格道尔吉表示，中国高层领导提出的“亲、诚、惠、容”周边外交理念为蒙中关系和区域合作提供了重要指引和机遇。蒙方认为建设“丝绸之路经济带”最主要的前提条件是基础设施建设领域合作。与此相关蒙古国正在执行有关横跨本国南北、东西方向的公路、铁路等大项目，蒙古国能将中国与欧亚各国紧密联系起来。

2014 年 9 月，中国国家主席习近平、俄罗斯总统普京、蒙古国总统额勒贝格道尔吉举行首次中俄蒙元首会晤。习近平主席又提出“打造中蒙俄经济走廊”的建议。习主席指出，中方提出共建“丝绸之路经济带”倡议，获得俄方和蒙方积极响应。中俄蒙三国发展战略高度契合。三国可以把“丝绸之路经济带”同俄罗斯跨欧亚大铁路、蒙古国草原之路倡议进行对接，打造中蒙俄经济走廊，加强铁路、公路等互联互通建设，推进通关和运输便利化，促进过境运输合作，研究三方跨境输电网建设，开展旅游、智库、媒体、环保、减灾救灾等领域务实合作。

3.1.2　我国国际能源合作持续扩大

由于中国国内能源缺口较大、国内能源需求旺盛，对外贸易平衡发展是未来扩大内蒙古

国际能源合作的基本背景之一。根据我国社会经济发展的要求，中国政府将相继出台一系列鼓励进口、抑制出口政策，积极推动国内能源市场国际化进程。2005年初，我国将炼焦煤进口关税暂定税率下调为零，动力煤和无烟煤进口仍然分别征收6%和3%的进口关税；2006年9月，我国取消了煤炭的出口退税；2008年，我国所有煤炭进口关税暂定税率均调为零，对所有煤种开征10%的出口暂定关税；2013年1月1日，褐煤的进口关税又被取消。我国煤炭的进口量逐年大幅攀升。2009年中国首次成为煤炭净进口国，2011年，中国超过日本成为全球最大煤炭进口国。2012年，中国煤炭进口达到2.9亿吨，相比2011年增幅29.8%，占当年中国煤炭总产量的7.9%。其中褐煤5421万吨，而过去三年，中国褐煤（高硫低热值煤的代表）年进口量增长9倍以上，目前占全球褐煤贸易量的比重为95% 以上。①

2012年，国务院发布了《关于加强进口促进对外贸易平衡发展的指导意见》，文件提出："进一步加强进口，促进对外贸易平衡发展，对于统筹利用国内外两个市场、两种资源，缓解资源环境瓶颈压力，加快科技进步和创新，提高居民消费水平，减少贸易摩擦，都具有重要的战略意义。这是实现科学发展、转变经济发展方式的必然要求，是当前和今后一个时期对外贸易的基本任务。"②在国家政策支持下，未来我国能源开发与利用方面扩大国际能源合作的趋势将长期存在和不断深化，并将推动内蒙古的能源国际合作进程。

3.1.3 我国对外投资能力不断增强

首先，我国国力的增强，特别是有巨大的国内储蓄能力和外汇储备的支撑，我国企业对外投融资能力显著增强。我国企业生产成本优势明显，中国剥采队伍在蒙古焦煤露天开采施工，吨剥采成本在10美元以下，发达国家的成本则高达25美元左右。我国能源技术设备水平提升很快，尤其是电网后发优势明显，在蒙古国和周边各国甚至在一些发达国家，中国的电力技术、电力设备和供电能力优势明显③。

近年来，在实现煤炭贸易在国际市场快速增长的同时，我国煤炭企业重视发挥"两种资源、两个市场"的作用，纷纷实施"走出去"的国际化战略，到国外开发煤炭资源，煤机装备也成功出口到了主要产煤国家。兖矿集团、神华集团、山东能源、开滦集团、京煤集团、江西煤业等煤炭企业在澳大利亚、加拿大、印度尼西亚、南非和蒙古等国家的煤炭资源开发项目不断推进。煤炭企业"走出去"已经积累了较为丰富的实践经验，在如何适应国外的法律、人文、生态、文化等方面为自治区实施能源发展"走出去"战略提供了有益的借鉴。

3.1.4 内蒙古国际能源合作区位优势明显

内蒙古的中国北部边境线，主要与蒙古国接壤，是中国陆路周边最深入中国内陆腹地的边境地区。其区位横跨西北、华北、东北三个经济区，毗邻八个省区，在经济联系方面承东启西，位置关键。因其丰富的资源条件和独特的区位特点，既与东中部地区形成比较紧密的经济合作关系，是中国东中部的资源腹地，又是中国西北部地区连接国内腹地的必经通道，使西北部得以同国内腹地构成密不可分的经济发展整体。从能源运输角度讲，连同蒙古国的

① 中国煤炭工业协会公布的数据。

② 《国务院关于加强进口促进对外贸易平衡发展的指导意见》（国发〔2012〕15号）。

③ "中国是国际能源合作中的积极力量"，张国宝，2013年1月2日。

资源富集区，内蒙古是以山西为代表的中部能源基地资源逐渐匮乏后，距离国内能源消费中心地带最近、最大的能源富集区。电力输送方面，距离华北、华中、华东等负荷中心约300～1500千米，是特高压输电的合理距离。

3.1.5　蒙古能矿资源对我国依赖性强

改革开放以来，中国经济保持了30多年的持续高速增长，进入21世纪以来，中国重化工工业化进程的重新启动带动了对能源的巨大需求。能源矿产资源是蒙古国主要发展支柱，中国发展带来的能源需求是毗邻中国的蒙古国的长期利好和依靠。即便是外部投资人在蒙古国投资，也是瞄准中国市场。同时，中国是蒙古国煤炭的主要出口通道。蒙古国能矿资源区位条件有利，距我国能矿资源消费中心区域很近。蒙古国的主要煤炭产地在南部，华北是我国冶金等主要煤炭消费中心，同时可利用我国华北区域沿海港口，将煤炭输往中国南方各沿海省份及韩国、日本。由于天然的地理区位关系，蒙古国的能源贸易特别是煤炭贸易，无论是针对中国市场，还是出口海外市场，借道中国出海口（其中必须经过内蒙古自治区）都是最便捷经济的国际通道。以蒙古国著名的塔奔陶勒盖煤矿为例，比较几条可能的出海运输通道后可以得出以下几个结论：4条蒙西通道的运距在1600公里左右，运费200元左右，到港价为60～65美元/吨，是最经济的通道；3条蒙东通道的运距在2500公里左右，运费200元左右，到港价为77～79美元/吨；4条俄罗斯通道的运距在4400～4800公里左右，运费530～580元之间，到符拉迪沃斯托克（海参崴）的价格为111～118美元/吨，高于蒙西通道近一倍，几乎无法操作实施。

3.1.6　蒙古国利用外资政策逐渐调整

近年来全球主要焦煤消费国需求明显不足，国际焦煤市场开始大幅跳水，蒙古国煤炭对华出口出现大幅度下降，蒙古国外贸出口恶化。在这种形势下，为改善投资环境，加快国内矿业发展，蒙古国2013年通过了新《投资法》[①]，该法案11月初已开始实施。新《投资法》规定，蒙古国政府对待国内外投资商将一视同仁，且海外投资商投资前无须经过政府和议会审批，可直接投资。该法案取消了外商在蒙古国投资比重不得超过50%的规定，还取消了由外商控股比重超过50%的国有企业矿业投资的比重不得超过33%的规定。此外，新《投资法》还提出一种根据不同投资额和投资地区给予不同年限的稳定税收政策。

3.2　扩大内蒙古自治区国际能源合作的不利条件

3.2.1　运输基础设施瓶颈制约

制约中蒙煤炭合作的一个关键因素是中蒙之间极为不便的交通运输基础设施条件。从整体来看，内蒙古对外开放口岸交通基础设施投入较大、发展良好，自治区内对蒙陆路口岸中，只有二连浩特为正式批准的铁路口岸，甘其毛都、策克2个口岸在内蒙古自治区内已经通达铁路，珠恩嘎达布其口岸铁路正在建设，其余口岸除额布都格（主要是水运）外均已规划

① 来源：中国煤炭报，发表日期：2013-11-21。

铁路线路。但是,与我方对应的蒙古国境内口岸交通基础设施发展相对滞后,除满洲里和二连浩特外没有铁路口岸,特别是作为中蒙主要能源贸易通道的甘其毛都和策克口岸,对方境内没有铁路,公路多为砂石及自然路。一般来说,铁路运输吨千米成本在 0.05～0.06 元之间,目前公路运输吨公里成本在 0.5～0.6 元之间,两者相差 10 倍左右[①],加之蒙古国限制中方运输力量参与运输以及二次、多次卸装造成的损耗,已造成蒙古国能矿产品在中国市场的竞争力下降。缺乏便捷高效的国际大通道目前已成为制约蒙古国的对外开放和中蒙两国能源经济合作巨大潜力发挥的主要瓶颈之一。

3.2.2 蒙古国投资经营环境有待改善

蒙古国这样一个欠发达且经济体制处于转型早期的国家,贸易投资环境较差是一个难以避免的问题。近几年,蒙方对中国企业制定了许多不合理的政策,导致中方在煤炭进口价格、运输条件和运输成本以及劳务签证、经济纠纷仲裁等方面面临的困难越来越多。中方企业在蒙古国经营获利空间越来越小,大量中方企业开始撤出中蒙国际能源贸易领域。中方劳务人员特别是中方司机利益难以保障,已影响到当地社会稳定。

3.2.3 自治区经贸平台功能有待加强

从国际趋势来看,煤炭流通领域正由现货交易向期货交易发展,煤炭交易平台也向着大规模、高覆盖发展。内蒙古以及蒙古国的煤炭开采和贸易规模,目前已经在中国国内市场显示出重要性,但缺少的是现代化的、开放的、区域性市场交易平台,相关生产性服务业的发展仍然严重滞后。我国煤炭流通领域长期存在着小多散乱问题,中间环节多,资费不透明、税费流失严重,缺少真正反映资源稀缺性和市场供需的价格形成机制,导致产地煤炭价格过低、消费地煤炭价格过高等现象,消费者和生产者的利益都受到损害,中方与外方的利益难以协调。

发达的煤炭现货期货市场,需要成熟发达的金融和投融资支撑体系。相对于未来内蒙古能源国际合作大发展需求来看,内蒙古的金融发展的环境建设比较滞后。无论是从提供间接融资的商业银行机构数量,还是提供直接融资的资本市场的发育程度来说,内蒙古金融体系在支持地方经济发展方面都存在经济环境和政策环境上的不足。

3.2.4 地缘政治复杂多变

尽管苏联解体后,蒙古国放弃了对俄长期执行的"一边倒"政策,把发展同中俄的睦邻友好关系作为蒙古国外交的首要目标;但在政治方面,蒙古国上下对中国存有根深蒂固的戒备心理,敏感问题依然存在。蒙古国许多学者和官员对蒙古国曾经是中国的一部分的史实非常忌讳,内心深处排斥与中国拉近距离。蒙古国努力推行"多支点""第三邻国"的对外政策,也完全符合蒙古国对中国存在的防范和戒备心理。西方国家特别是美国、日本希望蒙古国成为其在东北亚遏制中俄的战略棋子,通过经济军事援助等手段,干扰蒙古国与中国的政治经济关系发展。在此背景下,内蒙古与蒙古国的能源国际合作关系不时遇到复杂局面。

---

① "蒙古煤价暴涨之谜",中国证券报,2013 年 5 月 20 日。

第四章 加强内蒙古国际能源经济合作的总体思路和战略目标

内蒙古国际能源合作战略构想的核心是以能源开放带动发展，其基本背景是国家向西开放、建设丝绸之路经济带以及由此形成的我国陆路周边区域经济合作框架。要充分认识内蒙古能源国际合作的特殊性和重要性，将其提高到国家全球战略的高度，同时又要脚踏实地地逐步实现。总目标是建立中蒙俄经济走廊，扩大能源合作深度和规模。

4.1 总体思路

内蒙古能源国际合作战略的总体思路如下：

发挥自治区独特的能源贸易区位优势，抓住丝绸之路经济带建设契机，依托原有能源战略通道保障能力的提升和新通道的拓展，大幅度提升中国与相关国家之间的能源经贸合作水平，不但要将内蒙古自治区建设成为 21 世纪我国能源接续基地，而且要进一步拓宽内蒙古自治区的发展空间，优化其产业结构、丰富其资源多样性和资源利用的可持续性，推动自治区经济由原来以内向型方向为主转向依托中蒙俄经济走廊的内外向兼顾发展方向，增加内蒙古自治区新的经济增长点。不断扩大从蒙古国及俄罗斯进口煤炭、油气等矿产资源规模，缓解国家战略资源不足的压力，扩大国家战略能源资源储备。扩大中蒙两国冶金、煤化工及电网建设合作，深化两国产业分工协调，借助内蒙古能源国际合作平台，逐步使其成为全球范围最大的能源经济合作区域之一，进一步推动东北亚的深度全面合作。通过中蒙、中俄国际能源合作，全面带动东北亚这一区域的工业化与城市化进程，将其建设成为我国丝绸之路经济带经济合作新平台，通过俄罗斯、蒙古辐射东北亚、中亚。通过加大能源开发利用力度和加强改革开放程度，加快发展、促进东北亚区域能源合作，进而参与亚太经合组织地区的经济活动，依靠经济持续增长带来的巨大国内市场需求和对外投资能力，发挥主导和推动作用，突破本区域面临的基础设施短缺瓶颈，解决该区域能矿资源开发的困局，促使这一区域在我国陆路周边的东北亚地区成为一个越来越重要经济增长发动机。

上述思路的中心是：**对外开放带动发展、资源开发引导发展、互联互通实现发展，以发展保障区域和谐、安定**。这一思路突出了扩大内蒙古能源国际合作对全国的战略意义和长远影响，同时，又可很好地将扩大开放与区域发展问题紧密联系起来。

(1) 对外开放带动发展

实行对外开放，积极参与经济全球化和区域经济一体化进程，是我国保障资源供给、提高资源利用效率、实现高速发展的可靠途径。实施内蒙古国际能源合作战略，可以显著增强我国内蒙古乃至西北地区经济增长的动力和活力，通过扩大向北开放，实现中蒙俄区域经济一体化，找到推进我国西部地区加快发展的又一重要路径。

(2) 资源开发引导发展

蒙古国及东北亚区域是我国未来可供选择的重要战略性资源基地之一。把这一区域的

资源及潜在市场变为中国经济发展的动力，其基本途径一是要发挥我国资金、管理、技术及市场优势，鼓励国内企业到蒙古国投资，开展互利合作，实现双赢。二是要在内蒙古地区建设资源性产业加工基地和区域性国际金融贸易都市密集带，引导带动区域发展。

(3) 互联互通实现发展

实现中蒙、中俄交通基础设施互联互通是内蒙古能源国际合作战略的重中之重，就是要努力加大向中蒙俄基础设施建设领域的投资，尤其是对交通和资源领域开发和建设的援助，推动中蒙以至于东北亚地区总体经济条件和市场环境的优化发展。

4.2 战略目标

根据上述思路，我们认为内蒙古国际能源合作的战略目标是：

(1) 形成21世纪我国能源接续基地建设的重要支撑

内蒙古地跨东北、华北、西北。首府呼和浩特市距首都北京不到500公里，地处中国近西部并靠近中国多个生产加工基地、多个经济快速增长的核心地带和多个大市场中心区域，在中国区域经济发展中具有北开南联、承东启西的独特区位优势，拥有建设国家战略能源基地的区位条件。在一个可以预见的时期内，华东、华中地区的能源紧张局面也要依靠内蒙古自治区的能源供应来缓解，东三省和华北地区相当比例的能源供应来自内蒙古自治区。中蒙之间的能源合作可以提供我国能源接续基地的发展空间、优化其产业结构、丰富其资源多样性和资源利用的可持续性。中蒙能源国际合作是21世纪我国能源接续基地建设的重要组成和支撑。2014年2月20日，蒙古国总统额勒贝格道尔吉提出，将进一步扩大煤炭开采和出口。蒙古国计划在未来20年内向中国出口煤炭10亿吨，平均每年出口达5000万吨。据预测，我国2014年煤炭进口将在3亿吨左右。据此，蒙古国煤炭占我国进口总量将超过15%，继续在我国煤炭进口来源国中保持前列。

(2) 培育内蒙古开放发展新的经济增长点

内蒙古要加大能源开发利用领域改革开放力度，加快发展，促进东北亚区域能源合作。这对保障国家能源资源安全，统筹国内区域协调发展等都具有重大意义。要以构筑东北亚能源区域合作发展平台为出发点，充分发挥内蒙古在能源国际合作中的重要作用，明确内蒙古在国家向西开放、建设丝绸之路经济带战略发展中的定位，凭借地缘优势、人文优势、经济结构优势、交通运输优势和政治环境优势，带动内蒙古经济又快又好发展。

(3) 构建我国国际次区域经济合作的新平台

通过中蒙、中俄国际能源合作，全面带动东北亚这一区域的工业化与城市化进程，将其建设成为我国丝绸之路经济带经济合作的新平台，成为我国陆路周边次区域合作中与我国经济联系最密切，经济增长最快的地区。为维持和完善我国周边区域和平和谐的安全环境，推动东北亚乃至整个世界政治经济格局向有利于中国方向转化做贡献。

(4) 奠定巩固中蒙战略伙伴关系的基石

鉴于蒙古国在区位上最贴近我国政治经济腹地，战略利害关系极大，要通过两国间具有巨大发展前景的能源合作，发挥各自资源优势，逐渐深化各领域的经济联系，为蒙古国人民带来实实在在的利益，逐渐消弭两国人民之间存在的政治和文化上的不信任，形成中蒙战略伙伴关系中最为稳定的基石。

第五章　加强内蒙古能源经济国际合作的战略重点

为了达成总体思路设定的战略目标，内蒙古国际能源合作面临的主要任务主要有以下几个方面。

首先，总目标是建立中蒙俄经济走廊，扩大能源合作深度和规模。

不但要将内蒙古自治区建设成为21世纪我国能源接续基地，而且要进一步拓宽内蒙古自治区的发展空间，优化其产业结构、丰富其资源多样性和资源利用的可持续性。通过中蒙、中俄国际能源合作，全面带动东北亚这一区域的工业化与城市化进程，将其建设成为我国丝绸之路经济带经济合作新平台，通过俄罗斯、蒙古辐射中亚。通过加大能源开发力度和加强改革开放程度，加快发展、促进东北亚区域能源合作，进而参与亚太经合组织地区的经济活动，打造内蒙古自治区新的经济增长点，形成由原来以内陆经济发展方向为主转向依托中蒙俄经济走廊的内外兼顾发展方向。

具体来说，内蒙古国际能源合作有以下几方面的战略重点。

5.1　继续提升与蒙古国国际能源合作水平

内蒙古是我国与东北亚合作开发能源资源、拓展能源市场的重要根据地。加强同以蒙古国为主体的区域合作，是与东北亚区域各国增强政治互信，扩大共同利益，实现合作共赢的战略选择。蒙古国地理位置优势明显，高品质煤储量丰富，开采成本低，政策总体上是支持出口的，只要解决了运输瓶颈问题，在中国和欧洲市场将具备相当的竞争力，有可能扩大在中国冶金煤炭市场的份额。应将蒙古国能源资源利用与内蒙古国家战略接续能源基地的建设一并统筹考虑，作为我国实现能源供应多元化战略的重要组成部分。我们认为，如果措施得当，蒙古国总统主动提出的在未来20年内向中国出口煤炭10亿吨，平均每年出口达5000万吨的目标是现实可行的，应充分利用目前蒙古国在对华出口煤炭上持较积极的态度的时机，创造条件，实现内蒙古能源进口的持续稳定增长。

5.2　内蒙古国际能源大通道建设

突破中蒙煤炭贸易的主要瓶颈制约，大力完善互联互通工程。中蒙煤炭贸易是内蒙古能源国际合作的中心环节，要保障煤炭贸易快速稳定增长，实现未来20年进口蒙煤10亿吨的目标，必须以煤炭运输的铁路建设为突破口，尽快建设与之对应的境外铁路和铁路口岸，以实现铁路通道化，提高口岸综合运输能力和国际通达程度，大幅度降低蒙古国煤炭进口的物流成本，提升内蒙古能源国际合作的运输保障能力。针对国际通道建设往往是境外段的

最后几百千米成为瓶颈的问题，应从国家战略层面，通过政治、外交和经济援助等多种途径，加强双方在口岸铁路运输通道建设方面的衔接，争取一揽子解决问题。提高口岸综合运输能力和国际通达程度，完善跨境合作机制，促进区域经济一体化深入发展。要加强双边合作，充分发挥公铁联运优势，提高既有通道效率，避免进出口货物多次在口岸倒装，以降低运输成本和对口岸周边环境的污染。

5.3 扩大对蒙俄电力和高耗能产业投资

综合考虑内蒙古建设国家能源接续战略基地过程中面临的国内交通基础设施瓶颈以及水资源约束条件，考虑到蒙古国及俄罗斯希望摆脱单纯原料出口的愿望，应研究制定实施中蒙能源合作多元化战略，建设国际能源高效开发利用体系。积极扩大对蒙对俄电力、冶金及煤化工等高载能产业投资，逐步提高对蒙古国能源资源的就地转化率，减轻内蒙古建设能源基地面临的国内交通运输和水资源等方面的压力。推动内蒙古蒙西电网至蒙古国南部区域的电网建设，扩大内蒙古电网跨国覆盖范围，充分利用内蒙古蒙西电网的剩余能力，支持蒙古国经济发展及结构转型对电力的迫切需求。落实和切实推进“十三五”建设蒙西电网至蒙古国南部地区四条500千伏送电通道规划①。通道建成后，蒙古国南部地区将形成东西贯通、与蒙西电网紧密相连的500千伏电网，是目前蒙古国电网装机总容量105万千瓦的5倍，占蒙西电网外输电力的1/10左右，将大大缓解内蒙古能源结构提升过程中面临的发电能力严重过剩状况和蒙古国经济发展带来的缺电状况。长远来看，逐步增加对蒙电厂电网投资，充分利用蒙古国褐煤资源，为构建东北亚区域电网乃至“亚洲超级电网”②，提升东北亚整体能源开发水平和利用效率奠定基础。

2006年，蒙古国燃料能源部、蒙古国中央区电网国家公司与中国国家电网、鲁能集团之间签署了合作协议。通过该项目的实施，建立年产1500万吨的三个煤矿和建设三座大型煤电基地，总装机容量1080万千瓦。所需投资额为29亿美元。如果蒙古国直接出口原煤，经济效益较差，同时也将失去下一步的各种条件。所以，应该对煤炭进行深加工之后出口更为合适。由于戈壁地区缺乏水资源，对建立热电站和煤炭加工厂工作有所影响，但是从杭爱地区江河引水之后可以解决此问题。比如，部分专家认为，需要制定从鄂尔浑、克鲁伦河引水和对乌兰巴托市废水进行净化利用的项目。蒙古国国家水资源计划部门和日本建设技术研究所(CTI Engineering)联合进行研究，做出了可以从克鲁伦河向南引水的总结，该引水路线经过巴嘎诺尔-锡伯敖包-查干苏布尔嘎-奥尤陶勒盖-沙音山达-扎门乌德，持续1000多公

① 蒙西至蒙古国南部四条500千伏通道起点分别为苏宏图、乌拉特中旗、达茂、东苏等四座500千伏变电站，落点为蒙古国南戈壁省和东戈壁省，送电距离在200公里左右。加上已形成的7条220千伏送电通道，2020年蒙西电网向蒙古国南部送电能力超过500万千瓦，年送电量可达350亿千瓦时。

② 2013年10月，联合国亚洲及太平洋经济社会委员会(以下简称“亚太经社会”)邀请亚洲多国专家、企业及投资机构代表，探讨建设一条穿越整个亚洲的“能源高速公路”，目的是通过打造泛亚洲区域的“超级电网”，使能源完成跨国配置。亚洲能源消费市场巨大，资源分布不均，各国在电力供需上具有互补性，因此，尝试跨国界能源整合，可以解决一些国家迫切的供应难题，使区域能源结构更加平衡。同时，我国风电、光电装机容量分别达6000万千瓦和700万千瓦，是全球“绿色能源”增长最快的国家。风电和光电需要一个容量极大的坚强电网，在电网稳定的条件下提供源源不断的能源。

里。近年来，中国的北方地区水资源严重短缺，从几年前开始中国就实施南水北调的战略性工程，积累了丰富的经验。所以，在实施从鄂尔浑河和克鲁伦河引进水资源项目过程中，有条件与中国开展合作。（“蒙古国与中国经济关系的重要组成部分之中国的投资”，那桑巴特·图木尔，蒙古国科学院国际问题研究所高级研究员、学术委员会委员。蒙古国立大学国际关系学院教授、学术委员会委员。2006 年，曾在中国社会科学院亚洲太平洋研究所作访问学者，该文为作者在第六届中俄蒙区域经贸合作论坛上的发言，文章来源：满洲里市俄蒙战略研究中心）

5.4　构建内蒙古沿边国际能源合作带

内蒙古和蒙古国邻近区域不但是能源矿产资源蕴藏最为丰富的地区，而且尚未大规模开发、各种资源的组合条件良好，能矿资源加工产业已有一定基础，使得内蒙古有条件通过国际合作，将这一区域的资源优势转化为经济优势，壮大自治区经济的综合竞争力，逐步将内蒙古打造成为我国最重要的能矿优势资源的转换基地。要依托这一区域的发展条件，发挥满洲里、策克、甘其毛都、珠恩嘎达布其、二连浩特五大口岸优势，继续着力建设七大产业加工基地，即：满洲里石油、天然气、木材加工基地；策克煤炭运输有色金属加工基地；甘其毛都铜冶炼、煤焦化工基地；珠恩嘎达布其能源有色金属基地；二连浩特能源有色金属基地；金泉化工工业园区煤化工基地；乌斯太经济技术开发区煤化工基地。“五大口岸”、“七大基地”之间应合理分工布局，发挥各自优势，实现相互协调。同时，进一步完善内外基础设施建设，最终形成一个体系较为完备的内蒙古沿边国际能源合作带。积极开展中方在境外的能源产业开发区建设试点。

5.5　培育我国西部地区新的经济增长极

结合国际能源合作的深入和自治区工业化、城市化进程，规划呼和浩特市为未来区域性的国际中心城市，大力发展与能源国际贸易和国际投资相关的生产性服务业，形成资源、资金、信息集聚加工辐射的中心和国际能源投资贸易枢纽，构建西北地区国际次区域发展合作的高地，争取主导次区域发展的先机，以国内发展推动跨国合作，以对外开放引领国内发展。

通过促进国际能源合作，内蒙古有条件将资源优势转化为产业优势，大力发展特色优势产业，建设国际中心城市，逐步培育出带动西北地区发展、开放与发展密切结合、促进国家东西部发展协调的重要增长极。这一增长极同东部都市圈相比，经济规模总量较小，覆盖人口较少，但覆盖区域较大，区域又具有资源丰富、市场潜力巨大的特点，完全可以承担与珠三角、长三角及京津都市圈相呼应的西部增长极的重任。

第六章　加强内蒙古能源经济国际合作的战略措施

全面实施内蒙古能源国际合作战略，保障国家社会经济发展目标及国际区域合作目标的实现，需要制定一系列相关的战略性措施。

6.1　强化战略规划引领作用

为使内蒙古国际能源合作能够沿着目标明确、重点推进、分步实施的道路有效推进，建议尽快组织研究制定“内蒙古国际能源合作规划”。规划要以与内蒙古相关的中蒙中俄能源合作为框架，重点范围应包括能源贸易、投资、相关基础设施建设及产业布局等领域。规划应突出开发性特点，重视资源开发与基础设施等方面的重大建设项目安排，特别是国际大通道建设和陆路经济带建设。应尽快考虑以我国国内立项和国际合作两类方式，组织进行规划及行动方案的研究。积极与蒙古国政府能源矿产及电力部门对接，委托高水平设计咨询部门开展能源行业规划设计工作，科学优化建设方案。资源开发“走出去”项目的立项、审批、实施等，要按照总体规划和计划的指导，有序进行。

6.2　加快对俄蒙能源资源勘查

地质作用和地质现象不受疆域的限制。任何重大地质问题尤其是当今面临的一系列重大资源与环境问题的解决，都需要国际合作与全球协调。应及早制定与蒙古国和俄罗斯合作勘查开发矿产资源规划，分类制定与蒙俄合作勘查开发矿产资源的实施计划，并将上述规划列入国家西部大开发规划及内蒙古国际能源合作规划范围。由国家出资支持在重点国家（地区）开展前期地质调查和评价工作，以减少我国企业在目标国家勘查开发矿产资源的风险，为资源开发企业的“走出去”铺平道路。将海外地质调查援助计划纳入我国现行的经援计划之内，并作为经援计划的一个重点领域实施。通过我国对外援助渠道，在征得受援国同意后，利用援外资金、发挥技术优势为受援国进行地质调查。

6.3　完善国际物流体系建设

在煤炭行业，煤炭物流费用占成本的50%以上，物流成本影响着工业企业的效益。据统计，中国1000公里的煤炭物流成本，是美国的10～15倍，日本的15～20倍①。内蒙古国

① “我国煤炭物流费用为美日10倍以上”，来源：内蒙古煤炭行业协会，发表日期：2014-06-09。

际能源合作中的物流问题较多。蒙古国与中国煤炭贸易通过陆路口岸，公路物流成本占煤炭价格的60%。要加快铁路建设、注重重载公路运输。应加快铁路、水运通道及集疏运系统建设，完善铁路直达和铁水联运物流通道网络，增强煤炭运输能力，减少煤炭公路长距离调运。加快国际煤炭物流信息化建设，扶持企业推广应用先进物流技术，减少煤炭物流各环节能耗和环境污染。建议尽早实现蒙古国坑口直通中国口岸加工园区（乌不浪口园区）的监管运输，缩短双方通关时间，降低双方不合理收费。经计算，实现坑口至中国口岸加工园区直通一项，可降低仓储、二次装卸煤炭费用70元/吨左右。

6.4　推动区域投资贸易便利化

由于东北亚各国政策环境较为复杂，其他周边国家如印度尼西亚、越南原矿出口限制令出台及其可能产生的示范效应，内蒙古能源国际合作中单纯从事矿产品贸易将会面临越来越困难的环境。应根据国家向西开放、建设丝绸之路经济带战略目标的要求，协助国家加大政府战略性投资力度，提升援助水平，运用经济、文化、外交等多种渠道，以硬件推软件（以实质性项目建设推动制度安排）、以双边推多边安排，尽快改善在蒙古国的能源投资环境。

境外矿产资源利用依赖的制度环境是全球多边机制制定的贸易自由化规则。要学会充分利用APEC组织、东盟、上合组织以及WTO等多边国际组织制定的贸易自由化规则，保障和推动中蒙、中俄在矿业开发和经贸合作中的双边贸易投资便利化。要学会根据WTO原则，利用国际贸易规则，支撑资源开发和国际经贸合作，促进内蒙古国际能源合作在规范的国际贸易制度环境下发展。要加强政府间海关、检验、检疫等部门的协调，加强口岸等基础设施建设，提高信息化水平，简化通关手续，提高通关效率，逐步实现信息共享，实现一站式通关。

6.5　促进能源产品区域性市场建设

内蒙古在国际能源合作过程中应重视能源产品跨国区域性现货、期货市场建设，利用内蒙古的区位优势，建设涵盖国内外能矿资源的市场平台，大力发展次区域的服务业，特别是在我国具备条件的周边省市的都市发展高端的生产性服务业。要进一步完善鄂尔多斯动力煤和东部地区褐煤交易平台运营，逐步将蒙西及蒙古国的焦煤纳入交易平台，引导企业进入平台交易，扩大大宗产品交易规模，扩大和吸引资金流入规模、提供市场建设所必需的金融工具。确立建设与区域资源在全球比重相适应的现货期货交易市场的中长期目标，推动内蒙古与蒙古国跨国煤炭价格机制的形成，提高交易效率，维持煤炭价格平稳，提升区域市场在全球市场中的比重、协助国家提升区域机制对全球机制的影响力，提高我国在规则制定和机制创建方面的话语权。提升对东北亚能源资源的掌控程度，以较高的国际能源产品议价能力融入区域乃至全球能源定价体系，在保障国家能源进口和来源多元化进程中发挥更大作用。

6.6　完善境内外能源开发区布局

作为发展中国家和转轨国家，蒙古国政局不稳，投资环境相对较差。利用我国开发区建设经验，与东道国合作在当地设立经济开发区是扩大内蒙古国际能源合作的有效途径。境外开

发区建设对我国企业合理规避贸易壁垒、减少经贸摩擦、集中利用东道国土地及税收等方面的优惠政策、降低企业生产经营成本有着不可忽视的重要作用。应配合能源领域对外投资经济合作需求，利用中国建设管理经验，通过合作、合资等灵活方式，支持在境外建设能源经贸园区，积极开展中国在蒙古国和俄罗斯的能源开发区试点建设，不断探索包括跨境经济合作区在内的“走出去”的新方式，完善内蒙古能源国际合作布局。

6.7 维护中蒙、中俄友好大局

内蒙古国际能源合作关系到国家周边外交战略大局。特别是中蒙能源合作，已成为两国经济关系中最体现双方经济互补优势，最具发展潜力和现实可能性的核心内容。由于两国复杂的历史渊源，在处理能源合作方面，一定要充分考虑蒙古国人民的感情，照顾蒙方感受，不强加于人，对对方实施保护资源、保护生态的政策法律要充分理解尊重。在诸如煤炭开发、运输通道的规划建设等具体问题上，一定要坚持互利共赢原则，高度重视对方的利益与关切，坚持友好协商处理各种问题。

附录一

调查研究报告

调研报告 1　煤炭产能核定是科学调控煤炭产量和限量保价的关键

2013 年 12 月 7 日

内容摘要：本文指出：未来 3～5 年亚太地区煤炭市场供应总体宽松，我国东部沿海和东北地区煤炭进口量将持续增加，煤炭需求增速将因能源消费总量控制政策实施而下降，未来 3～5 年京津冀鲁地区治理雾霾将极大影响煤炭需求。调研发现，煤炭产量越高，资源的相对价值损失越大，科学调控煤炭产量整体有利于内蒙古自治区资源节约和生态环境保护以及经济社会可持续发展，而通过产能核定，去除不合理产能是最为根本的出路，以此可以达到产能调控的目的。

关键词：内蒙古自治区；煤炭产能核定；产量调控

1. 国内外市场和政策环境迫使内蒙古自治区应科学调控煤炭产量

1.1　未来 3～5 年亚太地区煤炭市场供应总体上较为宽松

一方面，自从 2008 年金融危机爆发至今，全球经济进入新一轮调整转型期，全球经济企稳回升仍较为艰难，将经历一个相对漫长的过程。在这种情况下，全球能源需求和煤炭需求增速将大大下降。另一方面，美国页岩油气技术革命导致北美油气产量大增，对全球能源市场，乃至全球煤炭市场均产生了巨大影响。这种影响主要表现在：一是美国的油气产量大增导致加拿大油气向亚太地区寻找市场，间接增大了亚太市场供应；二是美国本国的煤炭产能相对过剩，出口到欧洲和中国的煤炭数量大增，2012 年美国出口到欧洲和中国的煤炭分别为 1005 万吨、6640 万吨，分别增长了 80％和 23.1％；三是因为美国出口到欧洲的煤炭大增，影响了俄罗斯向欧洲的能源出口，使俄罗斯向亚太地区出口天然气、煤炭等能源的积极性大增，2012 年中国进口俄罗斯的煤炭略有增长；四是亚太地区传统的煤炭大国澳大利亚、印度尼西亚、越南等国的煤炭产能依然较大，2012 年仅澳大利亚出口到中国的动力煤就达到 2848 万吨，同比增长 70.8％。以上诸多因素决定了亚太地区未来 3～5 年在世界经济缓慢复苏期中，煤炭供应总体将较为宽松。

1.2　我国东部沿海地区和东北地区煤炭进口量将持续增加

由于较为宽松的亚太煤炭市场决定了未来3～5年里，我国进口煤炭将持续增加，加上即使在等热值、等价格条件下，进口煤炭相对国产煤炭在资源生态保护方面没有外部性成本，所以，进口煤炭在国家政策层面将得到鼓励，如果将环境外部性计算在内，等热值的进口煤炭价格在高于国产煤炭价格30～100元/吨以内，从国家生态环境保护和节约资源的角度看，进口煤炭仍然是合理的。另外，近年来我国东北三省的煤炭产量也在持续下降，产能递减和事故频发将越来越显现，2012年东北三省的煤炭产量比2005年明显减少，东北三省的煤炭对外依存度明显提高。而俄罗斯、蒙古国煤炭对我国东北三省的煤炭需求形成了很好的市场互补作用，这种市场互补性越来越明显，所以，我国东北三省未来持续增加俄罗斯和蒙古国的煤炭进口将成为必然趋势。这意味着，来自晋陕蒙的煤炭对东部及东北三省的补充作用将因为国际市场形势的变化而受到极大影响。

1.3　煤炭需求增速将因能源消费总量控制政策实施而下降

在国家政策层面，党的十八大提出了能源生产革命和消费革命，目前国家能源局已经开始以《煤炭工业发展“十二五”规划》年度实施方案的形式开始贯彻执行这一政策，对主要的产煤大省提出了煤炭生产总量预期目标，这一目标在总体煤炭市场供应相对宽松的条件下，将起到限产调控的作用。未来3～5年，由于煤炭市场需求将持续疲软，加上运输瓶颈的制约和生态环境等因素的影响，针对主要煤炭生产省实施一定的指导性限产政策将成为我国实施能源消费总量控制的重要的间接手段，即通过限制煤炭产量达到煤炭消费总量控制的目的。

1.4　未来3～5年京津冀鲁地区治理雾霾将极大影响煤炭需求

近年来，尤其是2012—2013年，北京等核心地区多次出现了严重的雾霾现象，不但影响人体健康，而且给我国建设“美丽中国”造成极为负面的国际影响。党和国家领导人高度重视，环保部会同相关部委正在研究制定《大气污染防治计划》，已经提出了到2017年要在京津冀鲁地区至少减少1亿吨煤炭消费量，以便显著改善京津冀鲁地区的空气质量，并提出了这些省市实施煤炭总量控制的具体分解计划，这一计划的实施将使我国煤炭需求增速得以减缓，并会极大影响内蒙古地区煤炭市场。应该说，这是国家利用环境倒逼机制实施能源消费总量控制而不得不采取的措施。

2. 科学调控煤炭产量有利于内蒙古自治区经济社会可持续发展

2.1　煤炭产量越高，资源的相对价值损失越大

如前所述，煤炭需求增速降低，深层次原因是全球及我国经济转型、增速下降导致我国

工业品出口拉动能力持续走低，钢铁、水泥、化工等高耗能产品产能过剩，进而导致国内对煤炭等上游原材料需求下降。而且，从2012年初到2013年4月12日，我国煤炭价格(以典型动力煤大同优混为例)下降了200元/吨，在这样的经济和市场环境下，如果内蒙古自治区依然一味追求煤炭生产的“快马加鞭”，必将导致因市场价格下降而生产越多、损失越多的局面，而且间接地使企业更难以拿出资金补偿或恢复被破坏的生态环境，企业甚至在生产安全方面的投入也会大打折扣。所以，不对产量进行科学调控将不但使国家和企业均遭受损失，而且会对环境、资源、生产安全构成潜在的威胁。

2.2 科学调控煤炭产量对部分地区财政收入影响有限

首先，科学调控煤炭产量对部分地区财政收入影响有限。据调研资料显示，乌海、赤峰、通辽等盟市超产、限产情况较少，科学调控煤炭产量对上述地区的财政基本无影响。鄂尔多斯、锡林郭勒、呼伦贝尔，因违规、超产情况较多，未来以“打非治违”为主的煤炭调控将影响15%左右的产量，影响当地财政收入。从长远看，上述税收属于“带血”的财政收入。历史上的教训是非常惨重的。过去山西省因缺乏科学产能约束，虽然开采出约80亿吨煤炭，但造成生态破坏损失近4000亿元，未来即使保证持续的财政投入，生态能否恢复依然是未知数，因为脆弱的生态系统一旦遭到破坏，有的情况下是不可能恢复的。内蒙古自治区应尽早采取措施，避免此种“带血”财政带来的恶果(见表1)。

其次，地方财政收入不会出现巨幅缩水。需高度认识到，内蒙古自治区现已形成依赖破坏性开发获取GDP增速的逆向激励，须狠下决心整治。若注重配套政策的时机与力度，完全可以保持地方政府财政收入的相对稳定。中央在十八大进一步明确了“资源性产品价格改革”，新疆试点资源税改革的经验将逐步推广。资源税是为了体现国家权益、促进资源合理开采利用、调节资源级差收入而对资源产品征收的一种税。资源税改革将调整创造约3%税收空间，区别于其他税种的中央地方均分的情况，资源税的收益将更多留在地方，意味着地方将有近6%的税收增量改革空间。电煤并轨后，约4亿吨计划煤回归市场价值，若煤价上涨8%(以2012年当年价为基础约30元)，即可基本抵消“带血财政”缩水造成的地方财政波动。

表1 不同情景下地方财政的影响

	价格	产量	税费结构	财政影响(亿元)
情景一	下降10%	不变	不变	−46.5
情景二	不变	下降10%	不变	−46.5
情景三	上升10%	下降10%	不变	−4.38
情景四	上升10%	下降10%	资源税改革，地方增加3%	62.5

2.3 科学调控煤炭产量有利于内蒙古自治区资源节约和生态环境保护以及经济社会可持续发展

从内蒙古所处的地域特征看，在自然环境方面，大部分区域有干旱、荒漠化特征，生态环境脆弱，严重缺水；从经济与市场环境看，内蒙古地处华北地区，交通不发达，产业结构不合

理，经济社会发展严重依赖能源资源，以煤炭为主的工业产业链延伸难度极大。当前，全国上下仍有盲目追求GDP的地方性经济发展特征。近年来，内蒙古自治区许多盟市因煤炭资源的超强度开发造成了严重的水资源短缺和其他生态环境问题。以鄂尔多斯为例，每平方公里拥有的水资源量仅为3万立方米，每开采1吨原煤，需要消耗近1立方米的水资源，这样的工业活动长期下去，会造成严重的水土流失和大型矿区地面塌陷。加上超强度开采可能导致的矿难、尘肺病等环境外部性成本。煤炭开采的完全成本远远不只坑口价格，粗略估算，每吨煤炭开采的完全成本至少是原来煤炭价格的1.5倍。也就是说，1/3的成本是以生态环境为代价的，而这部分成本没有反映在煤炭价格中。另外，内蒙古地区由于整体自然气候特征和市场环境，以及煤炭本身的特性，决定了以煤炭为源头的产业链延伸非常困难，这一因素决定了内蒙古自治区不宜过多强调人口增长、重工业规模扩大以及城镇化扩张，要理性规划、科学发展，真正走可持续发展之路。

3. 煤炭较大产量的科学调控空间

3.1 “打非治违”具有较大潜力

内蒙古自治区存在2亿吨“打非治违”空间。目前内蒙古煤炭的过剩产量，主要来自四方面：违规产量约3000万吨、超能力生产量约1.5亿吨、工程煤约3000万吨，煤田火区治理量约3000万吨。上述超产区域涉及34个煤矿，产量约2.4亿吨，主要分布在鄂尔多斯市(13个，1.02亿吨)、锡林郭勒盟(11个，8400万吨)，呼伦贝尔市(6个，1800万吨)，上述区域分布相对集中，易取得较好调控成效。此外，区内打着“火区治理”或“工程煤”的幌子进行生产的煤矿不在少数。随着国家“打非治违”力度进一步加强，内蒙古自治区只要顺势而为，认真落实好国家政策，即可通过“打非治违”达到限产目标。

3.2 进口煤难以大规模替代国产煤

首先，国内铁路运力紧张局面有所缓解，进口煤的低运价优势不再明显。今年大秦线运力增加2411万吨，计划安排4.5亿吨；内蒙古神朔黄线扩能改造完成，新增运力1.5亿吨；“北煤南运”中线通道朔黄铁路正在建设新线，增加2.5亿吨运力；客运专线相继投入，客货混运线也会释放出大量货运能力。综合看，今年铁路煤炭运力将增加4亿吨以上。我国中间运费占煤炭终端售价的40%～50%，随着国内运输瓶颈被打破，高昂的中间环节费用将降低10%左右，国内煤炭终端价格较国际煤炭价格竞争力会有所提高。

其次，国内外市场环境，决定了进口煤短期内难以全面替代国产煤。国际煤炭市场寡头垄断特征明显，必和必拓等跨国集团具有市场定价权，为获取高额的资本回报率，价格紧盯秦皇岛指数，一般在60元上下波动，价格并无明显优势；除垄断煤品外，印度尼西亚等其他煤品，虽然价格很低，但品质难以保证，且政局动荡，无法形成长期稳定的供给能力。同时，国内煤炭集团与电力用户市场地位不对等，国内燃料/电力公司若想进口煤炭，将承受较大压力，进口煤炭甚至需经过神华、伊泰集团“走账”才能实现。国内电企受自身市场地位限

制，面对价格优势并不明显的国际煤炭，无力承担市场风险，往往采取短期采购策略，难以全面依赖国际市场。

另外，国内技术工艺对煤炭品种的依赖性，决定了进口煤短期内难以被大幅替代。电厂一般基于国产煤，设计炉型、选择脱硫脱硝工艺，尽管为降低成本，会进口一定比例的印尼煤，但为避免结焦，进口煤所占比例不会很高。例如上海沿海某电厂，采购煤炭来源是20%印尼煤、50%神木煤、30%大同煤。该掺烧比例是通过长期实践综合优化的结果。若短期内国际煤炭价格走低，电厂不会轻易调整已经验证的煤炭掺烧方案。

3.3 晋陕蒙煤炭产量联产调控可有效抑制煤炭价格下滑

首先，晋、陕、蒙三省限产联控可以限产接近4亿吨。目前我国公布的煤炭产能是34.5亿吨，而实际产能超过上述统计数据。由于漏报、少报，实际产能已在38亿吨以上。产量加上净进口2.7亿吨，表观消费量达到约39.2亿吨。随着能源"双控约束"不断深入，控制煤炭生产总量将比控制和分解能源消费总量更具有可操作性。未来三省都有较大的"打非治违"空间，初步估测：内蒙古2亿吨、山西1.5亿吨、陕西0.5亿吨。未来三省联合调控将至少可以减少近4亿吨产能。

其次，晋、陕、蒙煤炭产量联控有利于国内煤炭价格保持合理水平。受经济增速放缓、特别是重工业增速明显下降影响，我国煤炭需求正在放缓。2012年底，全社会煤炭库存接近2.9亿吨，煤炭价格下行压力逐渐增加。若晋、陕、蒙煤炭采取联控措施，可以有效减少近4亿吨产量，有效遏制煤价下行趋势。特别是随着天然气价格形成机制逐步成熟，天然气价格不断上涨，燃气发电成本的不断提升，也将为煤脱硫标杆电价回归合理价值提供一定的空间，促进气煤比价关系日趋合理。

总之，2013年煤炭需求总体放缓，铁路增加4亿吨运力，国际煤炭进口量将超过3亿吨，全社会煤炭库存接近3亿吨，煤炭供给总体宽松，终端煤炭价格存在较大下行压力。在此背景下晋、陕、蒙三省认真落实国家控制煤炭生产总量的政策，可以通过"打非治违"工作减少约4亿吨产量，有利于将国内煤炭价格保持合理水平，促使煤炭资源价值理性回归，为下一步推进资源性产品价格改革创造有利条件。

4. 政策建议

4.1 核定产能是调控煤炭产量和限量保价的关键

在煤炭市场整体价格下行的条件下，一定会导致如下结果：一是发热量低的煤炭将失去市场；二是尽管企业利润下降，但只要存在微利，企业就会生产，这样的结果必然导致煤炭市场的恶性竞争。尽管前文已经提到，应该对产量进行调控。然而，煤炭已经市场化，理论上，政府不能干预市场，随便控制产量没有法律依据。但是，政府应该有权监管，一方面，要监管超能力生产；另一方面，政府有理由去除那些造成资源浪费、环境生态破坏的不合理产能。所以，政府应该严格核定产能，以此达到煤炭产量调控的目的。

4.2 首先应通过进一步落实“打非治违”去除不合理产能

基于对当前国际、国内煤炭市场供需形势的判断，2013年内蒙古自治区应将约2亿吨的“打非治违”煤炭产量减掉。通过非常严格的监管落实“打非治违”；另一方面，考虑到实际操作中部分“打非治违”的产量可能难以实现，所以无法落实的部分也可以给予一定期限。

4.3 建议2013年全国开始实施产能核定行动

2013年开始应该在全国范围内实施产能核定，尤其要重视主要产煤大省山西、陕西、内蒙古等，一道就主要品种实施综合产能核定，达到联合减产或限产目的，以便整体抵御来自国际市场的压力。也可以通过进一步严格新建矿井的审批和投产进度。建立晋陕蒙地区煤炭科学生产的会商制度，必要时由国家能源局组织统一协调。以后逐步将会商制度扩展。

4.4 尽快研究建立全国煤炭产能、产量监控分析系统

建议加快组织煤炭产能、产量信息动态登记系统，以此作为实施煤炭产能核定、及时去除不合理产能的基本依据。在具体实施产能核定时要动态监控各煤矿的生产条件、煤质信息、环境生态影响等，每年对煤炭产能进行重新核定，企业应该严格按照产能核定结果安排生产计划，严禁超能力生产。

4.5 建立国际、国内煤炭市场联动分析系统

建议组织研究国际、国内煤炭相互影响的市场联动分析系统，研究国内煤炭市场和国际煤炭市场的价格互动相关关系，寻找市场动态变化的先行指标，模拟国际煤炭市场变化对国内煤炭市场的影响，将模拟分析系统作为科学核定煤炭产量的基本依据，每个季度做一次分析，使企业可以及时对年初确定的产量目标做出调整。

“内蒙古自治区能源经济发展战略研究”课题组
执笔人[①]：杨玉峰、康晓文

① 感谢国家能源局煤炭司和内蒙古自治区能源开发局对本文的支持。

调研报告2　俄罗斯能源战略与中俄能源合作

2014年5月4日

内容摘要：通过与俄罗斯驻华大使安德烈·杰尼索夫先生座谈研讨，获悉：俄罗斯对外能源战略核心是在保障欧洲市场的同时开拓亚太市场，俄罗斯正在致力于建设绕过乌克兰的输欧能源通道，中俄石油合作是非常成功的案例，所有双方签署的合同均得到准确、及时的执行，中俄天然气合作即将开始，希望中俄公司加速谈判，达成双方都满意的供气协议，希望"投资合作"模式成为中俄能源合作的重要方向。另外，俄罗斯对中国煤炭出口在加强，未来具备更大潜力。俄罗斯希望以田湾核电站为基础，与中国加强核电合作，包括开拓俄罗斯国内市场和第三方市场，也希望利用中国在可再生能源领域的经验开发俄罗斯的可再生能源，特别是克里米亚共和国的太阳能资源。

关键词：中俄能源合作；俄罗斯能源战略

俄罗斯是中国伟大的邻邦和重要的"全面战略合作伙伴"。中国是普京总统本届任职以来在独联体之外访问的第一个国家，俄罗斯也是习近平主席任职后出访的第一个国家。能源是中俄两国合作的重要组成部分。在普京总统即将于5月21日再次访问中国之际，增进对俄罗斯能源战略的了解，探讨中俄能源合作，就共同关心的国际能源事务交换意见具有重要的现实意义。

2014年4月29日，课题组成员参加了北京国际能源专家俱乐部在京举办的"俄罗斯能源战略与中俄能源合作"研讨会。会议特邀俄罗斯驻华大使安德烈·杰尼索夫先生为主讲嘉宾。课题组成员和与会专家与杰尼索夫大使就俄罗斯的欧亚能源战略，中俄能源合作和其他共同关心的问题进行了充分交流。杰尼索夫大使的主要观点总结如下。

1. 俄罗斯对外能源战略核心是在保障欧洲市场的同时开拓亚太市场

鉴于俄罗斯横跨欧亚的独特地理位置，俄与欧洲、亚洲合作都有客观需求。欧洲是俄罗斯能源出口的传统市场，已有40多年历史，也是目前出口的主要方向，俄罗斯85%以上的能源出口销往欧洲国家。但是，目前欧洲市场有以下特殊问题：一是在金融危机后欧洲市场需求趋于饱和或是下降；二是市场竞争激烈，长期合同定下的欧洲能源资源价格一般低于亚洲国家；三是除了经济因素，欧洲市场还有包括乌克兰问题在内的政治问题。这些都是俄罗斯希望避免的风险。

对俄而言，与亚太地区能源合作前景广阔。包括中国在内亚太地区能源需求旺盛。俄罗斯和亚太国家开展能源合作能够解决两方面的问题：一是可以在稳住欧洲的前提下，开拓战略性的新市场；二是支持俄罗斯西伯利亚和远东地区的经济增长。

俄罗斯有足够的资源供应欧洲和亚洲两大市场，但不希望这两个市场形成对抗，进行价格竞争或把能源合作政治化。在价格上，俄希望寻求各方都能接受的合理水平，追求长期合作而不是短期利润。俄罗斯不仅是能源出口大国，也是一个能源需求和运输大国，完全认可能源贸易中“安全可靠、可支付、可持续”的国际公认准则。

2. 俄罗斯致力于建设绕过乌克兰的输欧能源通道

乌克兰的事件对俄罗斯的对外能源战略形成了影响。乌克兰是俄罗斯向欧洲出口天然气的重要通道。事实上，俄罗斯专家对乌克兰通道的政治风险早就做出过预测，并在2000年就已开始研究其他方案。俄罗斯已经开通经由波罗的海抵达德国的“北溪”管道，目前正在研究建设经由黑海抵达保加利亚的“南溪”管道。在推进这些通道的同时，俄罗斯也没有任何计划停止使用乌克兰通道。从工程技术上来讲，乌克兰输气管道非常先进。在铺设乌克兰输气管道时，乌克兰与俄罗斯同属苏联，建设与管理相对简单。在苏联解体后，多方管理使乌克兰境内的管道产生了一些工程技术问题。修复这些问题没有太大难度，但需要良好的政治条件。

杰尼索夫大使强调，俄罗斯一直以来承担对欧洲国家的能源供应责任，也会继续履行这一责任。尽管目前有西方国家领导人和政治家要求欧洲停止从俄罗斯进口能源，但在短期内，欧洲国家也不可能拒绝从俄罗斯进口能源。

3. 关于中俄能源合作

杰尼索夫大使认为，**中俄石油合作是非常成功的案例，所有双方签署的合同均得到准确、及时的执行**。俄罗斯对中国的原油供应都按准确商定的时间进行。俄石油和中石油签订的合同是全球原油供应量最大和持续时间最长的合同之一。现有的俄对华原油供应合同签署到2030年，是中国最长期的原油进口合同。2013年俄罗斯对中国的原油供应增加了35％，是沙特阿拉伯、安哥拉、阿曼之外对华原油供应的第四大国家，并在2014年一季度上升到第三大国家。2013年双方还在各个领域，如增加石油供应、在天津建立炼厂等方面签署了多个协议。

杰尼索夫大使指出，**中俄天然气合作即将开始，希望中俄公司加速谈判，达成双方都满意的供气协议**。俄气和中石油目前每天都在谈判。供气合同是涉及很多技术问题的复杂合同，双方对此都已做了大量的工作，就所有的技术条件达成了一致，目前唯一的分歧是价格。双方都非常希望在普京总统5月访华时能够签署供气协议，作为访华成果的重要组成部分。但5月份并不是最后期限，普京总统将在今年11月再次访华，出席亚太经济合作组织领导

人峰会，那时签署也为时不晚。同时，正在谈的东线通道并不是俄唯一的对华供气方向。东线供气合同一旦签署，中俄将立即启动西线管道的可行性研究，通过位于蒙古国和哈萨克斯坦之间约50公里长的中俄边境线对华供气。

杰尼索夫大使希望“**投资合作**”**模式成为中俄能源合作的重要方向**。俄罗斯希望在油田、气田、煤炭、水电等各个领域加强中国对俄的投资。2013年，俄罗斯向中国出口的电力增加了35%以上，但这仅是电力贸易，俄罗斯希望进一步引进中方投资，在俄境内建设水力发电站再将电力送到中国。利用俄罗斯廉价的电力资源，中方也可以考虑在俄境内建立铝厂，再将铝产品出口到中国和世界各地。铝业是高耗能产业，电费占到生产成本近45%，因此铝的出口相当于电力出口。而由于西伯利亚地区以水电为主，这种绿色电力的出口合作可以协助中方取得环保方面的利益。

俄罗斯对中国煤炭出口加强，未来具备更大潜力。2013年俄对华煤炭出口增加了30%以上，两国领导人提出的“2015年前煤炭供应1500万吨”的计划已提前得到落实。国家能源局曾表示俄对华煤炭供应已经达到一定的水平，未来增长速度将不像2013年那么快，但目前看2014年一季度增长仍然迅速。中国作为煤炭生产大国，从俄罗斯进口煤炭的重要原因是俄出口的煤炭质量较高。俄罗斯希望也采取投资合作模式来加强中俄煤炭合作，包括引进中国现在最先进的煤炭开采技术。

俄罗斯希望以田湾核电站为基础，与中国加强核电合作，包括开拓俄罗斯国内市场和第三方市场。杰尼索夫大使认为，福岛事件的心理影响已基本过去，核电发展迎来了新的时期。虽然核电在中国能源供应目前仅占1.5%，但中国有积极发展核电的计划。俄方企业愿意和中方继续合作，在田湾核电站的基础上推进其他项目的合作。田湾核电站建设的俄方比例为30%，大部分采用了中国本地技术，积累了中俄核能合作的良好经验。俄希望能在此基础上，与中国携手开拓第三方市场。另外，合作也涉及俄罗斯本国。目前俄罗斯核电只占能源供应的13%，俄罗斯计划增加到18%，中国投资者可以开发俄罗斯的核电市场。

杰尼索夫大使希望**利用中国在可再生能源领域的经验开发俄罗斯的可再生能源，特别是克里米亚共和国的太阳能资源**。中国已经取得可再生能源发展的领先成就，俄罗斯希望借助中国的宝贵经验发展俄罗斯的可再生能源。同时，俄罗斯新增加的联邦区——克里米亚共和国具有良好的可再生能源发展条件，具备大规模发展太阳能的天然优势。俄罗斯希望将来政治障碍减少时，中国能够帮助开发克里米亚的太阳能资源。

中俄能源合作已经建立了成熟、多元化的合作机制。双方建立了中俄“政府间能源合作委员会”，分别由国务院副总理张高丽和俄罗斯副总理德沃尔科维奇担任主席，国家能源局局长吴新雄和俄罗斯能源部部长诺瓦克担任副主席，双方政府间高层官员保持着密切合作和对话。俄罗斯石油公司董事长、俄罗斯总统能源发展战略和生态委员会秘书长谢钦也经常就能源合作与中方领导进行会见。此外还有各个层次的协调机制，包括2013年建立了中俄能源市场发展态势评估工作组，并于2013年12月在莫斯科召开了第一次工作组会议。

提高能效对于中俄两国都非常重要，俄罗斯希望与中国加强能效方面的合作。另外，2013年底，中石油投资俄罗斯诺瓦泰克公司，开拓了两国在液化天然气(LNG)方面一个新的合作领域。

4. 关键问题结论

4.1 关于对当前中俄天然气谈判的预期

杰尼索夫大使坚信天然气领域的合作是中俄未来能源合作的一部分，也非常希望目前的天然气谈判能够成功。杰尼索夫大使认为达成价格共识有两个途径：一是双方让步，二是做出政治决定。在中俄合作历史上，这两个途径都尝试过，两国领导人也随时可以做出政治决定。但杰尼索夫大使希望天然气合同是双方企业以经济的方式、也就是通过让步途径达成。双方之前的报价有约 200 美元/千立方米的差距（中方报价 200 余美元/千立方米，俄方 400 余美元/千立方米）。这两个报价都以双方的实际情况和市场为基础。中国从土库曼斯坦进口天然气在边境的价格是 352 美元/千立方米（注：俄方的这一数据来自中国海关，它包括了哈萨克斯坦的过境与管输价格与税收），与目前中俄谈判的价格大致相似。目前获得的谈判信号都比较乐观。

课题组成员和与会专家赞同中俄天然气贸易不要变成政治问题，而是经济上的双赢合作，并对达成谈判共识提出建议：

一是中石油不是天然气最终消费者，建议俄方站在中方的立场上研判中国天然气终端市场价格问题，科学而现实地评估天然气的合理价格与销售规模。是高价下小规模销售，还是合理价格下的大规模销售是俄方应考虑重点。

二是中俄政府考虑各自免除相应天然气贸易关税，如中国免除 13％的天然气进口关税，俄罗斯免除 30％天然气出口关税中的一部分（如 10％～13％），使得价格基本达到双方的要求。

4.2 关于俄罗斯远东原油的销售价格问题

俄远东原油目前在克兹米诺港定价，定价公式不是太透明，有时价格三五天都没有变化。对此杰尼索夫大使表示，定价方式必须由企业确定，将来一定会建立一个更公平的定价机制。4 月 18 日在符拉迪沃斯托克举行的双方经贸合作委员会会议上，汪洋副总理和罗戈津副总理也谈到了双方边境口岸贸易问题，并达成共识：双方将进行两国边境口岸的综合性考察，包括考察货物通关体制、海关手续、运输价格等问题。这些问题都是暂时性的，将来一定会得以解决。

4.3 关于俄罗斯目前对中、日、韩等亚太国家的能源合作态度

杰尼索夫大使表示俄罗斯作为能源供应大国，有兴趣加强与亚太各方的合作，有能力满足各方需求，对俄来讲不存在亚太国家的竞争。西方国家对俄采取制裁措施，日本作为 G7 成员支持这些措施，杰尼索夫大使对此表示理解，因为日本难以对抗来自美国的压力，俄罗

斯还会继续与日本开展包括能源在内的经济合作。虽然俄罗斯对来自日本的制裁不满，但俄认为经济因素的重要性应当提高，政治因素应当减弱并区别对待。

4.4 关于可能产生的西方对俄罗斯下一步的油气制裁

杰尼索夫大使认为，在乌克兰问题上，西方制裁不是关键，重要的是乌克兰能不能承担本国能源资源费用。目前乌克兰并不付费给俄罗斯，而俄罗斯的天然气供应还在持续，乌克兰债务越来越大。在制裁问题上，杰尼索夫大使认为，西方下一步对俄罗斯能源行业进行制裁几乎没有可能性，因为能源合作符合双方利益，不是单方利益。同时，俄罗斯向亚洲市场转移战略重点和西方制裁没有关系，因为这是俄罗斯按照全球经济格局变化的情况所做的战略变化与调整。中国是俄罗斯最大、最近的合作伙伴，是俄罗斯转向亚洲最优先考虑的国家，这与当前的国际政治没有关系。

4.5 关于美国是否会向亚太地区大规模出口 LNG

杰尼索夫大使认为，这主要取决于经济因素。与俄罗斯相似，美国内天然气企业希望通过出口 LNG 获得源于亚洲的利润，而限制美国天然气的出口原因之一是为了避免国内价格上涨。与会专家透露，中海油已经通过 BG 公司等获得出口许可的国际公司签订了大约 300 万吨左右的 LNG 合同，实际上中国已经间接获得了美国的页岩气出口。同时，如果美国亨利交汇点价格在 5～6 美元/百万英热单位，到日本的 LNG 价格将低于 15 美元/百万英热单位，冲击不可小视。美国对亚洲 LNG 出口无论到不到中国，都对中国市场有积极的影响。

4.6 关于俄罗斯国有能源企业改革

杰尼索夫大使表示，当前俄罗斯国有企业改革的主要问题是天然气公司改革。20 世纪 90 年代俄罗斯对石油公司进行了私营化改革，留下了一小部分国有公司，目前在石油领域保持着国有、私营资本的一定平衡，没有在石油领域进行其他改革的意向。但是天然气领域的情况较为复杂，大部分天然气资产以国家控股的市场公司形式保留在俄罗斯国有管理下。关于俄气公司的改革讨论已有很长时间，欧洲也明确要求俄罗斯对俄气进行改革。但由于俄罗斯国家预算很大程度上取决于俄气公司，企业改革有很多危险因素，这使得政府害怕改革，改革的后果也难以预测。

4.7 关于俄罗斯是否会增加对中国的石油供应

杰尼索夫大使表示，这取决于很多因素，俄罗斯境内上游领域的双方合作是因素之一。双方企业也正在上游领域展开研究合作。

4.8　关于中俄能源贸易是否可放弃美元而以人民币结算

杰尼索夫大使表示，目前中俄能源贸易属于国际贸易体系，国际结算不光涉及中俄双方，还涉及多方，包括在第三国的银行系统等，情况复杂，改变这个现象可能性不是很大。

"内蒙古自治区能源经济发展战略研究"课题组
执笔人[①]：杨玉峰

① 感谢北京国际能源专家俱乐部对本文的支持。

调研报告3　内蒙古自治区煤制气市场风险分析

2014 年 7 月 17 日

内容摘要：随着我国天然气消费快速增长，用气缺口越来越大，这使煤制天然气能够具备一定市场空间。我国煤制天然气技术中气化技术相对成熟，而甲烷化核心技术还主要依赖进口。煤炭价格、水资源、CO_2 排放、管道基础设施等都是影响煤制天然气的关键因素。目前与国内管道天然气相比，煤制天然气还不具备竞争力；但与进口管道天然气相比，存在一定竞争优势，但要看具体项目；与价格相对较高的进口 LNG 相比，煤制气竞争优势明显。但是，现有项目没有完全将环境外部性成本计入。目前，我国煤制天然气项目的风险因素主要包括：煤炭价格波动、政策不稳定、项目潜在的巨大产能导致恶性竞争、配套管网建设滞后、水资源短缺、环境污染以及来自非常规天然气的竞争等。

关键词：煤制气；风险分析；内蒙古自治区

1. 我国天然气供需基本形势

1.1　我国天然气消费快速增长，用气缺口逐渐加大

过去近 20 年里，我国天然气消费快速增长，1993 年我国天然气消费量仅 155.7 亿立方米，到 2012 年我国天然气消费量增加至 1327.7 亿立方米，年均增长 11.5%，近 10 年年均增长更是达到 16.4%，成为一次能源中增长最快的能源品种。我国天然气消费中工业用气与居民生活用气增长最为明显，分别占天然气消费量的 64.3%与 20.3%。为缓解环境压力，近些年我国大力推广天然气替代传统煤，全国主要城市开展“煤改气”、“煤改电”专项整改行动，将许多耗煤量大的发电厂、供热厂改为天然气发电或供热，同时普及管道天然气，预计未来天然气消费量仍将保持快速增长的势头。

工业用气集中度非常高，四大天然气消耗行业占天然气总消耗的 80%左右，其中化学工业和供电、供热行业消费量最多，占比也最大。从 2002 年开始，我国天然气替代煤炭步伐显著加快，发电与供热行业天然气消费量呈指数增长趋势，其占工业消费量比重也从 2002 年的 3.1%，增加至 2011 年的 25.7%，化工行业天然气消费量由于受国家政策的严格限制，尽管总量上有所增长但占比从 2002 年的 44.7%下降至 2011 年的 27.8%。

随着我国天然气管网的逐步完善，天然气用气人口不断攀升，城市燃气用气人口在2003年为2.59亿人，其中天然气用气人口仅4千万，天然气占比仅15.4%，到2012年全国城市燃气用气人口增长至3.93亿人，其中天然气用气人口增长至2.12亿人，占比达到54%。当前许多城市天然气管道已基本铺设完毕，但由于有些气源尚未落实，居民接通天然气的进程被耽搁，随着气源逐步落实未来天然气用气人口仍将大幅增加。

1.2 国内生产量增长较为稳定，天然气进口幅度加大

我国天然气生产也有较大幅度增加，2002年我国天然气产量仅327亿立方米，到2012年增加至1067亿立方米，年均增长13%，但无法满足快速增长的天然气消费需求，我国天然气进口大幅增加。自2007年起，中国成为天然气净进口国，2007年净进口量为14.2亿立方米，其中进口39.9亿立方米，到2012年短短5年天然气净进口量增长至375.4亿立方米，其中进口417.3亿立方米，是5年前进口量的10倍，2012年我国天然气对外依存度达29%，比2011年增加5个百分点，预计2013年对外依存度将上升至32%。

1.3 分地区用气水平差异显著，未来潜力巨大

我国分地区用气水平差异非常明显，资源丰富地区与北京、上海天然气人均用量相对较大，而其他地区用气水平明显偏低。江苏、浙江、广东等地尽管经济发展水平较高，但人均用气量并没有与经济发展程度相对应，人均用气量处于全国平均水平。而华中与华南地区，如湖北、湖南、江西、贵州等地人均用气水平非常低，仅是北京等地的1/16，这也意味着我国未来天然气需求量有非常大的上升空间。

2. 煤制天然气技术分析

2.1 煤制天然气技术工艺

煤制天然气的工艺技术研究始于20世纪70年代，当前其工艺有两条主要的技术路线，分别为煤气化转化技术与直接合成天然气技术。煤气化转化技术的典型特点是首先将煤炭气化成为合成气（主要成分是CO与H_2），而后进入甲烷化工艺生成最终产品。直接合成天然气技术是将煤气化工艺与甲烷化工艺合并，通过添加氢气与催化气化等工艺直接生成天然气。

相比而言，直接合成天然气技术将气化反应、水煤气变换反应以及甲烷化反应综合在一个反应器中进行，该技术路线具有煤种适应性广、工艺简单、设备造价低、节水、节能、环保且不需要空分装置等优点，当前该技术路线只有美国巨点能源公司开发的催化蒸汽甲烷化技术（又称蓝气技术）在做商业推广，但由于催化剂分离困难且催化剂容易失活等技术难题尚未突破，当前还未有工业化应用。

2.2 我国煤制天然气技术发展状况

煤气化转化技术尽管投资较高，但其技术体系非常完备，成熟度也较高，最终甲烷(天然气主要成分)的转化率也较高，是当前煤制天然气中的主流技术，我国当前煤制天然气项目均采用此技术路线。煤气化转化技术有两个关键环节，一是煤转化合成气过程；二是合成气甲烷化过程。煤转化为合成气技术在我国较为成熟，也有较多成功应用。华东理工大学与山东兖矿集团在吸收转化国外技术基础上，成功研发了具有自主知识产权的新型多喷嘴对置式水煤浆气化技术，该技术已经推广应用于国内 17 家企业的 41 台气化炉上，具备了与国际知名公司水煤浆技术竞争的实力。此外还有，北京航天万源煤化工工程技术有限公司研发的航天 HT-L 粉煤加压气化技术已经在安徽、河南等地建成示范装置，且推广至 12 家企业的 20 台气化炉。我国完全自主研发的"清华炉"水煤浆气化技术于 2011 年 8 月投产，可以说我国已经掌握了煤转化合成气的整个技术工艺。

但煤制天然气中甲烷化过程则主要依赖国外技术，当前主要三家国外公司掌握这一技术，分别为德国鲁奇(Lurgi)公司、英国戴维(Davy)公司和丹麦托普索(Topsoe)公司。三家外国公司的甲烷化技术工艺稍有差别，戴维公司与托普索公司的技术工艺在合成气转化方面强于鲁奇公司，但鲁奇公司的工艺成熟度最高，工业化程度也大大强于其余两家公司。1984 年投产的美国北达科他州大平原(Great Plain)煤制天然气工厂应用了鲁奇甲烷化技术，是世界第一个商业化运营的煤制天然气项目，至今已经积累了近 40 年的成功运营经验。

2.3 煤制天然气技术经济性分析

在我国天然气消费量持续快速增长的背景下，煤制天然气项目不仅能够有效弥补我国天然气供需缺口，也能增强我国天然气进口的议价能力，进而更好地保障中国能源安全。但煤制天然气的发展必须以其经济性为基础，综合考虑市场、环境等方面因素，更全面地评价煤制天然气项目，为科学决策提供参考依据。我们以大唐克旗煤制天然气项目为例进行分析。

大唐克旗煤制天然气项目于 2009 年 8 月开工建设，是第一个由国家发改委核准的大型煤制天然气示范项目。项目区位于达日罕乌拉苏木，占地 373.93 公顷，厂内分为动力界区、空分界区、气化界区、净化界区、甲烷化界区、环境界区、储运界区、厂前办公及服务设施区八大功能区，所用褐煤为大唐公司具有独立开采权的锡林浩特胜利东二号露天矿，用水来自西拉木伦河干流上游建设的大石门水库，通过全长 321 公里输气管线为首都北京输送清洁能源。项目投产后，年产天然气 40 亿立方米，副产石脑油 10 万吨、焦油 51 万吨、硫黄 12 万吨、粗酚 5.7 万吨、粗氨 5.3 万吨，项目总投资 227 亿元。2012 年以来煤炭供应相对宽松，价格也大幅回落，当前大唐克旗煤制天然气项目原料煤成本大约为 160 元，该项目成本构成如图 1 所示。

2.3.1 煤炭价格决定煤制天然气的经济性

不难看出，影响煤制天然气成本最大的因素就是煤炭价格，在成本构成中原料煤占比

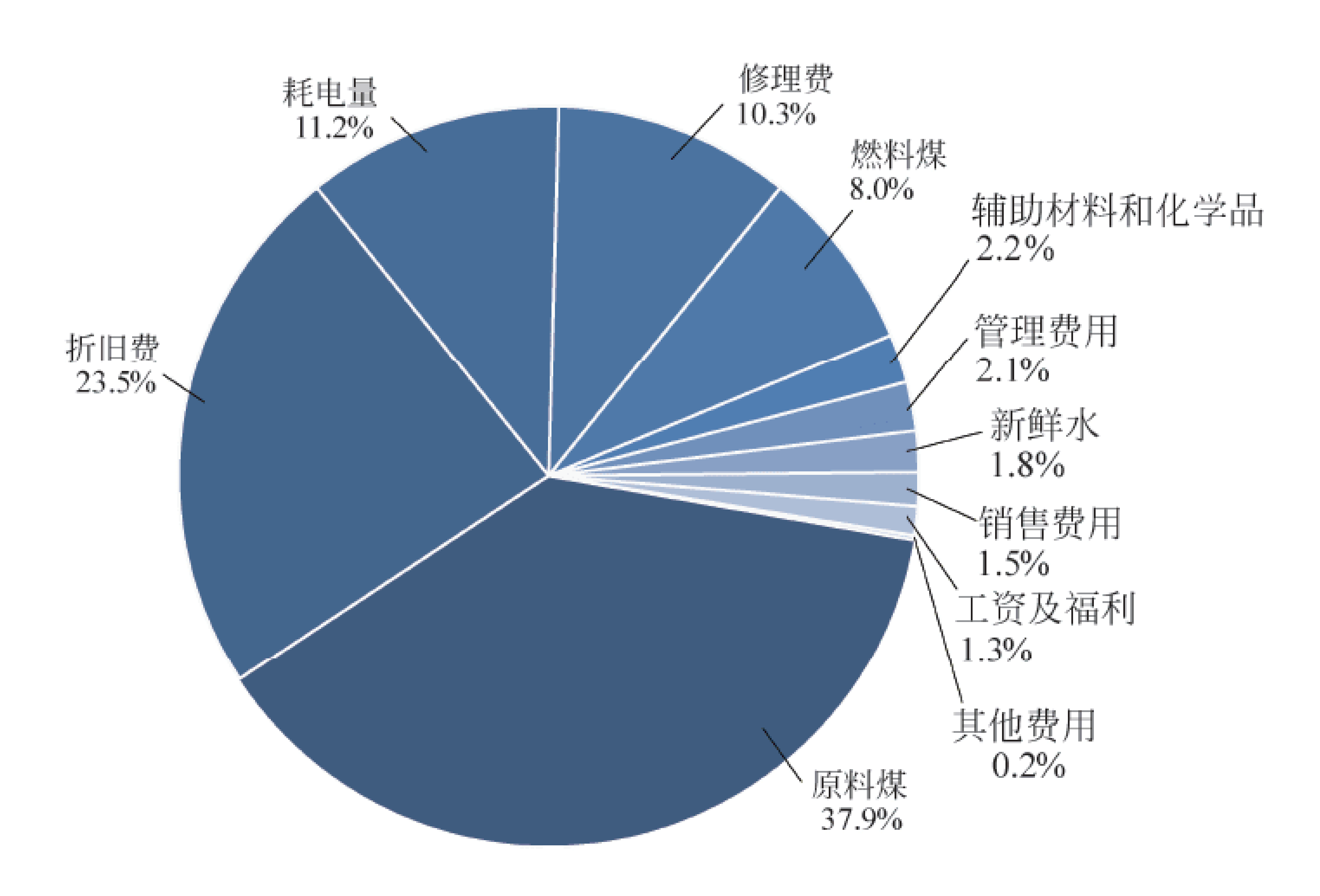


图1 煤制天然气成本构成

37.9%,燃料煤占比8.0%,合计占比达到45.9%,煤炭价格成为影响煤制天然气经济性的决定性因素。当前煤炭市场相对低迷,价格相比于最高位时已经下跌44.6%[①],尽管煤炭的黄金十年已经过去,未来煤炭价格暴涨的可能性较低,但在各地煤炭深加工项目纷纷上马,以及煤炭产地能源消费快速增长的背景下,煤制天然气仍然需要紧密关注煤炭价格变化。

煤炭价格每上涨20元,煤制天然气成本将增加0.091元,煤炭价格上涨100元即煤制天然气成本上升0.456元。相比于其他成本支出,煤炭价格受市场行情影响最为明显,变动也最为剧烈,煤炭价格上涨会大幅削弱煤制天然气项目的市场竞争力,可以说充足低廉的煤炭价格是煤制天然气项目成功的首要条件。

煤制天然气过程中会产生大量的副产品,通过销售副产品可增加项目的竞争力,按照目前的市场价格,通过销售副产品大约可获得每立方米0.502元的销售收入,可以很大程度上抵减煤炭价格上涨带来的压力。

2.3.2 水资源与CO_2排放是煤制天然气最大的制约因素

从国家空气污染防治、国家能源安全以及能源结构调整的角度看,煤制天然气具有相当重要的战略意义,但煤制天然气的发展仍面临很多不确定性,其中环境压力是该技术面临的最重要挑战。当前具备发展煤制天然气的地区集中在我国煤炭资源分布较为丰富的西北地区,而这些地区不仅水资源匮乏,生态环境也比较脆弱。2013年出台的《大气污染防治行动计划》明确指出,煤制天然气要“在满足最严格的环保要求和保障水资源供应的前提下”发展,煤制天然气发展不仅要注重其经济效益和战略意义,也要特别注重生态环境的保护,从能源转换效率、耗水量、主要污染物排放量以及CO_2排放等方面综合考虑。

煤炭资源方面,目前煤制天然气综合能源利用率为52.57%,每千立方米天然气需要消耗煤炭2.31吨标准煤,折算为褐煤需要4.56吨[②],内蒙古东部探明褐煤资源在2780亿吨左右,主要分布在蒙东,其中呼伦贝尔1400亿吨,锡林郭勒1250亿吨。2012年东部区煤炭产

① 依据秦皇岛煤炭网2013年11月20日公布的5500大卡煤炭价格与2008年7月的数据相比较。
② 褐煤热值为3500千卡。

量为 3.39 亿吨，占全区开采量的 32.0%，其中锡林郭勒产量 1.46 亿吨，占全区总产量的 13.8%[①]，分别用于动力煤和煤化工。

耗水方面，每千立方米天然气需要耗水 6.75 吨，大唐克旗 40 亿立方米煤制天然气项目需耗水 2700 万吨，约占当地用水量的 25%[②]。2013 年当地工业用水价格为 4 元/吨，项目用水总成本为 1.08 亿元，折合每千立方米天然气 27 元，只占煤制天然气项目成本构成的 1.8%，水价每上涨 1 元，煤制天然气成本仅上升 7 元/千立方米，对煤制天然气成本影响较小。但煤制天然气用水必须遵循不与居民生活争水，不非法侵占农业用水的原则，尽管当前煤制天然气规模并不会明显增加用水压力，但未来如果煤制天然气大规模集中发展或其他煤化工项目大幅度增加，水资源约束将立刻凸显出来。

排放方面，煤制天然气项目基本不产生硫化物和氮化物的排放，但其 CO_2 的排放却不容忽视，平均来看煤制天然气 CO_2 排放系数为 0.126t/GJ，折合每千立方米天然气排放 4.5 吨 CO_2，40 亿立方米的煤制天然气每年将产生 1792 万吨的 CO_2 排放，无疑会大大增加我国应对气候变化和 CO_2 减排的压力。当前我国正积极推进碳排放交易试点，深圳排放权交易所也于 2014 年 6 月正式挂牌营业，截至 2013 年 11 月碳价格为 80 元/吨，折合 CO_2 价格为 21.8 元/吨。倘若将来碳排放交易在全国范围推广，整个煤化工产业包括煤制天然气都将面临严峻的考验，假设以当前 CO_2 价格计算，每千立方米煤制天然气将增加 97.7 元，40 亿的煤制天然气项目成本将增加 3.9 亿元。

2.3.3　天然气管道是煤制天然气顺利运行的关键环节

在天然气供需缺口持续扩大以及煤炭价格大幅回落的背景下，煤制天然气项目经济性增加，但如果无法将生产的天然气产品输送到目标市场，那么经济、社会效益则无从谈起。天然气管道是最为经济的输送方式，也是煤制天然气项目成功的关键环节。如果采用液化槽车运输，则成本将大幅提升，不具备任何竞争优势。大唐克旗项目是我国首个煤制天然气示范项目，2009 年开工建设，原计划 2012 年 6 月投产，但由于中石油负责的入京管线迟迟未能完工，工程投产时间被迫延误至 2013 年 12 月，极大增加了煤制天然气企业的财务负担。可见，在布局煤制天然气项目的同时必须同步规划管输工程，确保煤制天然气项目与管输项目的同步衔接。

3. 内蒙古发展煤制天然气的市场竞争分析

3.1　内蒙古煤制天然气与其他气源竞争性分析

2012 年我国进口管道天然气 215 亿立方米，进口 LNG 201 亿立方米，合计 416 亿立方米[③]。

① 内蒙古自治区煤炭局资料。
② 数据来自 CEIC 数据库，内蒙古赤峰市 2011 年用水量为 10826.3 万吨。
③ CEIC 数据库，根据 1 吨=1370 立方米换算。

3.1.1　井口天然气

我国陆上天然气生产集中于长庆、塔里木以及川渝等产区，三产区产量占全国产量的56.4%。当前全国天然气出厂价平均为1.2元/立方米，尽管煤制天然气项目通过销售副产品成本价可以与之持平，但天然气明显在环境污染、水资源以及抵御市场风险方面有巨大的优势，煤制天然气基本上无法与常规天然气相竞争。

3.1.2　进口管道天然气

2013年国际油价仍处于高位运行，由于我国进口天然气价格采用与国际油价挂钩方式结算，2013年我国进口管道天然气平均价格已经达到2.3元/立方米，加上西气东输平均管输费用为1.1元/立方米，到达我国东部地区的门站价已经达到3.4元/立方米，沿海地区由于管输距离较远，天然气成本会更高。虽然今年国家提高天然气门站价格，但平均提高幅度只有0.26元/立方米，全国平均门站价格升至1.95元/立方米。目前我国天然气进口企业依然处于亏损状态，未来天然气涨价依然存在压力。相比于进口气，内蒙古煤制天然气有0.5～0.7元/立方米的价格优势，且内蒙古靠近华北市场，管输距离远小于中亚进口气，成本优势更加明显。特别是在煤炭市场相对低迷的情况下，煤制天然气不但能够消化煤炭产能，同时也是增加煤炭附加值的重要手段，企业对煤制天然气项目热情非常高。

3.1.3　进口LNG

自2006年深圳大鹏LNG接收站投产后，中国LNG进口快速增长，2012年总进口量达到201.39亿立方米(1470万吨)，同比增长20.3%，是2006年进口量的22.3倍。我国LNG进口集中度逐年升高，进口主要来自卡塔尔、澳大利亚、印度尼西亚、马来西亚等国，其中卡塔尔占比达34%，前10位国家进口量合计146.4万吨，占LNG进口总量的99.6%。

2006年我国第一座LNG接收站接收来自澳大利亚LNG到岸价仅0.96元/立方米(折合4.1美元/MBtu)，之后国际油价大幅走高，LNG进口价也随之水涨船高，低LNG时代已经不复存在。大鹏二期接收站、江苏如东接收站、浙江宁波接收站所签订的卡塔尔LNG到岸价平均为大鹏一期价格的5倍，2012年我国LNG平均进口单价为2.53元/立方米(折合10.9美元/MBtu)，其中来自卡塔尔LNG平均价格为4.11元/立方米(折合17.7美元/MBtu)，来自也门的LNG平均价格更是高达4.53元/立方米(折合19.5美元/MBtu)，成为中国LNG进口中最昂贵的气源，而同期美国亨利港天然气仅2.74美元/MBtu。相比于进口LNG，煤制天然气无疑具有非常大的价格优势。未来我国LNG进口仍将面临日本、韩国、印度等买家的竞争，LNG的亚洲溢价格局仍将长期存在，且油价始终处于高位，我国对LNG的议价能力较为薄弱，煤制天然气的价格优势将长期存在。

3.2　内蒙古与其他省份的竞争性分析

在煤炭价格下行之际，煤制天然气竞争优势凸显，加之预期国家为治理雾霾，将加大天然气替代煤炭的步伐，企业投资建设煤制天然气的热情空前高涨，目前全国至少有60个煤制天然气项目正在筹建或建设，年产能合计达到2600亿立方米，主要分布在新疆境内，新疆

也是内蒙古发展煤制天然气最重要的竞争对手。新疆相对于内蒙古的竞争优势主要有三个方面。

第一,煤炭价格低廉稳定。由于新疆远离东部能源消费大省且铁路运力有限,煤炭远距离运输的经济性无法与内蒙古、山西和陕西相比,也无法与进口煤炭相比,因而相对隔离的市场环境造成新疆煤炭不仅价格低廉,而且基本不受我国煤炭需求变动的影响,煤炭价格不会频繁变动,能够保持长期的稳定。

第二,天然气管网建设潜力巨大。目前开工建设的西气东输三线设计年输送能力为300亿立方米,其中输送煤制天然气50亿立方米。同时中石油还规划建设西气东输四线、五线、六线、七线,8座煤制天然气集气站、14条煤制天然气计入支线,中石油设计在新疆的管线外送能力为2570亿立方米/年,其中煤制天然气1130亿立方米/年。此外,中石化也非常重视新疆煤制天然气开发,规划建设"新粤浙"和"新鲁"两条输气管线,两条线年设计输送能力均为300亿立方米,且主要输送煤制天然气。如果这些规划管线能够开工建设,将极大地刺激新疆煤制天然气的发展,凭借低价位的煤炭和管网输送能力,新疆发展煤制天然气无疑具有绝对的优势。

第三,煤化工发展政策支持力度较大。新疆2011年10月发布的《新疆维吾尔自治区煤炭资源有偿配置与勘查开发转化管理规定(暂行)》明确规定,对于煤化工项目只按标准的40%征收"煤炭资源开发地方经济发展费",新疆政府意在通过财政手段鼓励包括煤制天然气在内的煤化工发展,提高新疆煤炭转化率,延伸煤炭产业链。同时新疆的"十二五"规划也提出建设20个煤制天然气项目,合计产能为767亿立方米。

尽管内蒙古发展煤制天然气相比于新疆有些劣势,但内蒙古自身特点也并非新疆所能比拟,内蒙古煤制天然气接近东北、华北市场。对于东北市场,内蒙古比邻东北三省,区位优势无法比拟,2012年东北三省天然气产量为63亿立方米,天然气消费量却达到89亿立方米,且未来东北地区天然气产量增长潜力非常有限,而消费量仍能保持较快增长。因而内蒙古发展煤制天然气首先要确保供应东北地区,尽管未来中国可能从俄罗斯大量进口天然气,但目前俄罗斯出口天然气坚持335美元/千立方米的报价(折合2.1元/立方米),这与中国期望价格相去甚远,如果按照俄罗斯价格进口,内蒙古煤制天然气将具有非常大的竞争优势。对于华北市场,内蒙古也具有非常好的区位优势,内蒙古煤制天然气可以作为华北地区常规天然气的有效补充。当前华北地区主要有陕京一线、二线、三线,唐山LNG管线和大港、华北储气库群输气管线,大唐克旗煤制天然气送北京主干线长度仅359千米,不及西气东输的1/10。区位优势完全可以弥补煤炭价格的劣势,因而内蒙古煤制天然气在华北市场相比于新疆也具有明显优势,但当前受制于管网能力不足,无法充分发挥内蒙古煤制天然气优势。对于华中与华东地区,内蒙古煤制天然气面临距离较远以及西气东输的竞争,基本不存在明显优势。

4. 内蒙古煤制天然气发展面临的主要风险

发展煤制天然气一方面可以有效缓解我国天然气供应压力保障能源供应安全,另一方面可增强我国天然气进口的议价能力,科学合理地发展煤制天然气是我国能源发展战略的

重要补充。内蒙古发展煤制天然气具有较好的区位优势，但在发展的同时也应警惕一些潜在的风险因素。

4.1　煤炭市场波动的系统风险

煤炭价格是煤制天然气保持经济性的最关键因素，当前煤炭市场的不景气为煤制天然气的发展提供了较好的机遇，但未来煤炭价格的走势还有一定的不确定性，特别是煤炭长期价格走势。如果未来煤炭价格走高，煤制天然气的竞争性将大打折扣，因而发展煤制天然气的首要前提是为煤制天然气项目配套长期稳定的煤炭资源，提高项目抵御煤价波动的能力。

4.2　国家宏观调控的政策风险

煤制天然气作为新型煤化工的典型技术，其环境经济效益以及在国家能源发展战略中的位置尚未得到完全认可，各方就煤制天然气意见尚未统一，因而国家对煤制天然气的项目审核态度较为谨慎，国家煤化工规划也迟迟无法出台，当前大力推广的煤制天然气项目面临将来非常大的国家政策风险。很多企业在国家政策取向尚未明朗之前便已着手煤制天然气项目的规划和设计，倘若未来国家政策收紧，企业将面临无法收回前期投资的被动局面。

4.3　产能急剧增加的竞争风险

地方政府以煤转化配置煤炭资源的政策加大了企业投资煤制天然气的热情，各企业为了拿到煤炭资源纷纷规划建立煤转化项目，煤企、电企以及油气企业纷纷投资煤制天然气项目，当前全国有近 60 个煤制天然气项目正在或者准备筹建，产能 2600 亿立方米，是我国 2012 年消费量的 2.5 倍，产能过剩已初露端倪。行业竞争态势可能会随着煤制天然气项目的投产迅速恶化，煤制天然气的经济效益也就无法得到保障。

4.4　管道建设滞后的配套风险

煤制天然气发展的必要条件仍是天然气管网的配套措施，内蒙古大力发展的煤制天然气可能面临无法外送的尴尬局面。正如当前内蒙古电力、煤炭均存在通道制约问题一样，未来煤制天然气将持续发展，而内蒙古自身天然气消费非常有限，因此外送通道问题也将越来越突出。且当前通道建设的主动权基本掌握在国有油气企业手中，如果无法与油气企业就煤制天然气输送方式达成一致，项目的经济效益将受到很大影响。

4.5　水资源短缺的环境风险

耗水量较大是当前制约煤制天然气的首要环境因素，内蒙古地区本已属于缺水地区，解决煤制天然气用水问题只有两种方式，要么加大水资源开发力度，要么从调整现有用水结构置换用水指标的角度入手。在本来就十分有限的水资源基础上加大开发力度，无疑将严重

增加环境负担，地表水的超额利用和地下水的超额开采都可能导致环境质量的恶化，甚至造成环境灾难。置换水权方式，又可能面临用水成本增加以及侵占农业用水等问题，尽管煤制天然气单位水耗增加值远高于农业生产，但保障我国粮食安全的重任仍然优先于煤制天然气的发展。

4.6 非常规气源竞争的潜在风险

美国页岩气革命正在改变世界能源格局，美国凭借页岩气的成功开发，极大地增加了美国天然气的生产能力，并大幅度降低美国天然气价格，使得天然气成为极具竞争力的能源品种，当前美国天然气现货价格 3.8 美元/百万英热单位(折合 0.9 元/立方米)，价格优势非常明显。美国页岩气革命效益正向全世界迅速蔓延，波兰、英国等国家纷纷表示要加大本国页岩气开发力度，中国更是与美国签署页岩气合作开发协议来加快国内页岩气开发进度。除页岩气外，国家 2011 年发布《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十二五”规划》以及 2013 年国办 93 号文件《国务院办公厅关于进一步加快煤层气(煤矿瓦斯)抽采利用的意见》都明确给出未来煤层气开发政策方向。页岩气与煤层气在中国储量都相当丰富，页岩气可采资源量 25 万亿立方米，超过常规天然气，而埋深 2000 米以浅的煤层气地质资源量为 36.81 万亿立方米，如果中国页岩气与煤层气能够实现规模化开采，无疑是对煤制天然气最致命的打击，届时煤制天然气可能毫无竞争优势可言，项目整体投资将沦为沉没成本。

“内蒙古自治区能源经济发展战略研究”课题组
执笔人：张波、单平、司咏梅、杨璺

调研报告 4　近期国际油价下跌原因分析和未来趋势判断及政策建议

2014 年 9 月 19 日

内容摘要：低迷的全球经济导致走弱的石油需求是油价下降的重要原因，强势供给不断给原油市场施加压力，美元升值和大宗商品市场支撑不够也是油价走低的重要原因，新的地缘政治形势也给油价下行找到了理由。未来 2～3 年石油价格将伴随着全球经济形势处于相对低的水平，预计布伦特价格维持在 70～90 美元/桶的水平。为此，我国应该抓住这一时机加快石油储备步伐，进一步加大走出去力度，加强能源金融领域合作，进一步加快市场化改革，深度参与全球能源治理。

关键词：国际油价；影响因素；未来趋势

1. 近期国际油价下跌的主要原因

总体而言，近期国际油价暴跌是多种因素共同作用的结果，而且本次油价下行不是突发的，是一段时间内持续的结果。从需求侧看，全球经济低迷，导致近年来支撑石油需求增量来源的国家（包括中国）的需求持续下降。从供给侧看，以美国为代表的全球非常规石油资源增量显著，利比亚和伊拉克石油产量恢复以及 OPEC 业已形成的产能对油价下行起到了支撑作用。从金融因素看，美元持续走强、大宗商品市场无法给予足以支撑油价的信心（包括能源类、非能源类，几乎所有大宗商品交易量明显下降）。从地缘政治因素看，与西方国家较为敌对的国家俄罗斯、伊朗、委内瑞拉，石油的财政预算平衡点价格均处于高位，相比沙特等亲西方国家而言，油价下跌对这些国家的影响更加巨大。而美国今年开始宣布放松石油出口禁令碰巧可以在一定程度上打压油价，迫使油价处于低位，对俄罗斯、伊朗、委内瑞拉的政治经济产生负面作用。

1.1　低迷的全球经济导致走弱的石油需求是油价下降的重要原因

特别是来自欧洲及亚洲的需求疲弱，致使布伦特油价面临下行压力。2014 年美国以外地区的经济增速已经放缓，最近的经济数据也证实欧洲及亚洲增速较预期降低。我国的工业生产增速降至 2008 年以来最低的水平，二季度德国、意大利 GDP 增速减少，法国经济停滞不前，使经合组织下调了欧洲 2015 年的增长预期。季节性因素也影响了近期的原油需

求，例如9月和10月以来美国、欧洲及亚洲大量炼化厂进入设备维护期。

1.2 强势供给不断给原油市场施加压力

得益于技术突破，美国以致密油为主的页岩类轻质原油产量大幅增加，导致2008—2014年其总体原油产量增长80%。而根据美国能源信息局的数据，2008—2013年世界原油供给增幅仅5%。与此同时，巴西的石油产量仍在扩张，俄罗斯的原油供应也正在恢复，同时离岸成熟油田的产量下降速度有所放缓。另外，OPEC产量的恢复也加剧了市场的忧虑情绪。9月调查表明，随着利比亚及伊拉克恢复生产，OPEC原油日产量大幅提高，回升至3050万桶/天，对现货市场造成巨大压力，并引发市场对OPEC平衡油市意愿的质疑。

1.3 美元升值和大宗商品市场支撑不够也是油价走低的重要原因

从月平均值来看，9月美元继续升值。与欧元相比，9月美元价格上涨3.2%，月平均价格为1欧元兑换1.2889美元。与日元相比，美元价格上涨4.6%，1美元兑换107.244日元。与英镑相比，美元升值2.5%，连续五个月下跌后第二次回升。与瑞士法郎相比，美元升值2.9%。随着美国经济复苏，美联储削减购债计划，欧洲中央银行推行货币刺激政策，日本银行努力刺激经济，新兴市场目前增势放缓，未来几个月中，美元仍将持续升值。另外，大宗商品价格普遍下跌，能源价格因原油价格走低而下降，非能源商品价格同样下降，金属及农产品均出现大范围的价格下跌。这些因素极大影响了人们对大宗商品市场的信心。

1.4 新的地缘政治形势也给油价下行找到了理由

自从俄乌危机爆发后，新的地缘政治形势客观上对油价打压找到了理由。根据沙特的财政预算规模，其油气盈亏的平衡点价格最多为95美元/桶，而俄罗斯则超过了100美元/桶，伊朗和委内瑞拉则分别高达135美元/桶和125美元/桶。也就是说，低油价对西方国家敌对的伊朗、委内瑞拉、俄罗斯的经济影响更大，相比之下，尽管油价低于95美元/桶，沙特财政也将开始出现赤字；如：油价跌至75～80美元/桶时，沙特财政每年赤字500亿美元。但是相对于沙特当前7500亿美元的外汇储备来说，500亿这个数字就显得不那么重要了。在20世纪80和90年代的油价低迷期，沙特财政曾连续17年赤字。所以，目前的油价下跌对西方国家制裁俄罗斯提供一定的有利环境。

2. 未来油价的走势判断及对策建议

以代表性较强的布伦特原油价格为分析对象，第一，由于全球经济整体进入大调整阶段，包括我国在内的新兴经济体国家经济增长明显减缓。而供应充足的现实由于产能的形成将至少可以维持一段时间，尽管目前的油价水平在一定程度上对石油生产商上游投资积

极性有较大的负面影响。但从石油产能周期看,相对充足的石油市场依然可以维持 2～3 年。而当前美国在经济复苏、能源生产成本等方面具有较大的优势,经济恢复能力较强。所以从宏观供需基本面判断,油价将在相对低位持续运行一段时间。第二,从产油国平衡预算角度看,随着利比亚及伊拉克恢复生产,OPEC 原油日产量大幅提高,回升至 3050 万桶。为平衡财政预算,OPEC 国家需要布伦特原油价格达到 85～90 美元/桶以上,其中沙特需要布伦特原油价格达到 85 美元/桶,可见 OPEC 成员国在当前的价格水平下已面临预算压力。第三,从全球最优质的 400 处新油田的成本曲线来看,即使北海布伦特油价跌至 80～90 美元/桶以下,大多数项目的开采仍可获利。但成本更高的新项目的开发需要更高的油价支撑。因此,综合以上因素分析,认为 2015 年布伦特油价的范围应该维持在 70～90 美元/桶。而且,这一区间可能持续到 2016 年年底。

具体的政策建议如下:

(1) 抓住储备的最佳时机。从现在开始的 2～3 年里,应该是我国加快石油储备建设的最佳时机。为此,我国应该做好以下几方面工作。一是加快石油储备基础设施建设,力争在 3 年内建成至少达到 70 天的储备能力;二是要实行边建设、边储备的机制;三是租用一批油轮增加海上流动储备量;四是尽快制定和落实石油储备的相关法律、管理机制、责任主体等。

(2) 加快走出去步伐。由于当前的石油供应充足,上游投资处于低迷状态,成本必然下降,相应的门槛也会降低。为此,我国企业应该积极寻求走出去的机会。包括以下几方面工作应该做好。一是要在中东、非洲传统产油国家寻求进入机会;二是要重视在非 OPEC 国家(包括发达国家,如:美国、欧洲等)寻求机会;三是要加快与俄罗斯、中亚的合作;四是合作中一定要采取与国际跨国公司捆绑在一起的模式,有力化解风险;五是除了油气合作外,还要重视向更广泛的领域拓展,包括制造业、高科技、服务业领域,尤其是与俄罗斯和中亚国家的合作;六是要重视软实力建设,在学习国际先进经验的同时,要强化市场规则意识、本土服务意识、互通互惠意识。

(3) 强化能源领域金融国际合作。目前,在市场相对低迷的时候,许多油气生产国的国家预算赤字非常大,债务负担严重。我国应该充分利用国际金融规则和法律,与那些政治相对稳定、风险可控的国家展开能源开发建设领域的金融合作,用借贷、抵押等方式共同开发。这一过程一定要进行充分的风险分析和评价,要避免用政治过热替代商业规则。尤其是在和西方敌对的几个国家(如俄罗斯、伊朗、委内瑞拉等)合作中,更要进行风险防范。

(4) 进一步推动国内市场化改革。全球石油市场低迷的情况也是推动市场化改革的有利时机,尤其要推动和扩大下游市场化改革。为此,要注重以下几方面的工作:一是进一步放开成品油市场,尤其是进口环节的门槛。在低油价时期价格相对较低的条件下,应鼓励更多经营主体参与下游市场开发;二是进一步开放上游非常规油气资源的勘探开发;三是尝试在我国相对发达省份进行成品油市场价格的进一步改革,实现成品油市场的实时交易,使价格最大程度体现市场供需;四是为了稳定石油市场,抑制不合理需求,应该适时增加燃油消费税,将油价下降部分补上去。

(5) 积极深度参与全球能源治理。在当前全球石油市场,乃至全球能源需求普遍低迷的情况下,石油(或能源)需求国往往会有更大的话语权。我国应该抓住这一有利时机积极参与全球能源治理。包括以下几方面的工作:一是要积极增加与现有能源治理机构的合作

深度，如国际能源署、OPEC、能源宪章秘书处、全球可再生能源署等。参与国际能源事务和会议，增加沟通；二是要积极参与海外能源投资、增加能源供应等国际性保护规则的制定；三是要借国际能源治理机会，增加中国在国际事务中的知情权、参与权，体现我国及广大发展中国家的诉求；四是让国际能源治理经验间接地支撑我国参与气候变化谈判活动；五是通过全球能源治理活动，尽快培养一批具备能源经济专业知识的国际型双语人才。

“内蒙古自治区能源经济发展战略研究”课题组
执笔人[①]：杨玉峰

① 感谢国家发改委能源所韩文科对本文的支持。

调研报告 5 “十三五”时期能源形势与规划思路

2014 年 9 月 19 日

内容摘要：当前我国能源发展的主要问题是能源消费增长过快、能源供应模式依然以煤为主、能源行业产能过剩严重、电力发展缺乏总体规划、传统能源安全问题依然突出。面临的国际形势是发展中国家成为化石能源增量的主要贡献者、低碳经济已成为世界主流、全球油气市场整体供大于求。“十三五”时期我国能源发展面临的主要问题是以煤为主的规模扩张方式面临严重的生态环境问题，能源需求放缓和供应增加进一步加剧了传统能源产能过剩，清洁能源发展面临更为严峻的市场竞争。为此，必须用较高节能目标加快社会转型，必须大幅度提高化石能源清洁利用水平，切实解决清洁低碳能源发展面临的政策障碍，调整能源基地建设规模和布局。

关键词：“十三五”；能源形势；规划思路

1. 当前我国能源发展态势和主要问题

随着我国经济的高速增长，工业化、城镇化的快速推进，特别是重化工业的高速扩张，我国能源消费由 2001 年的 15 亿吨标准煤增长到 2013 年的 37.6 亿吨标准煤，年均增加近 2 亿吨标准煤，年均增速高达 8%。占全球能源消费的比重不断增加，由 21 世纪初不到 11% 增加到 22%，每年增加近 1 个百分点。从 2010 年起，我国成为世界第一大能源消费国，现在我国人均能源消费量已高于世界平均水平。

当前，我国能源发展有以下主要特点。

1.1 能源消费过快增长的势头迅猛

我国“十一五”期间开始把单位 GDP 能源强度下降作为约束性指标，通过节能推动两型社会建设和促进经济发展方式转变。但由于过于追求 GDP 增速，20%的强度下降指标成为极个别没有完成的指标之一。“十二五”规划中，因为受到“十一五”节能目标未能完成的影响，节能目标从 20%左右下调到 16%，但“十二五”前三年，我国单位 GDP 能耗累计下降率仍比既定进度目标滞后 6.6 个百分点。原因包括：

一是经济发展过度依靠投资。2008 年以后的投资刺激，使“十一五”后期 GDP 增速重新达到 10%，高能耗产业成为大扩张的主要推手，也是我国经济结构出现逆向调整的主要

原因。

二是经济发展方式和内容还没有实现显著转变，产业结构调整缓慢。全国三产比重基本稳定，除北京、上海、天津、广东、浙江等省区外，其他省区市的三产比重都较低，有的仅为30% 左右。高耗能行业增长迅速，水泥、平板玻璃、粗钢、有色金属产量高企，煤化工等产能持续扩张，经济发展依靠“重型化”的趋势没有根本转变。

三是造城运动普遍，大拆大建问题突出。2000 年以来，我国城市建成区面积扩张了50%，而城镇人口只增加了 26%。城市规划随地方领导人调整而反复被推翻和修改，城市建成区面积过度扩张。新建城区、各种经济开发区超速扩张，不合理拆建现象严重。

四是现行消费政策体系不利于引导绿色低碳消费。多数城市建设存在贪大求洋的现象，随着城乡建筑面积的不断增加，城市小汽车、公共建筑和居民用能保持较高增速。农村化石能源替代传统生物质能，城乡对电力、气体燃料和成品油的需求增速一直保持高位。能源消费总量和对优质能源的需求迅速提高。

1.2　能源供应模式仍主要依靠煤炭扩张和进口油气

经过能源领域的历次改革，能源投资多元化和投资能力得到充分发展，我国能源供应能力高速增长。但能源供应能力的增加仍然主要依靠传统扩张路线，主要是依靠煤炭大幅度扩产，煤炭在一次能源中的比例一直在 66%以上。同时，进一步依靠增加进口石油的供应，天然气进口也迅速增加，煤炭进口比重也接近 10%。核电、水电和其他可再生能源的加速发展，还难以支撑能源消费的高速增长。能源结构调整和优化目标未能实现。

1.3　非化石能源对能源供应的贡献仍然有限

核电建设明显放缓。福岛事故后，决策层反应过度，使核电发展出现重大波折。“十二五”前三年，我国仅核准了 5 台机组，年均不足 2 台，我国核电发展明显放缓。

可再生能源的贡献仍主要依靠水电。水电是最重要的可再生能源，预计可完成 2015 年既定的 2.9 亿千瓦的目标。但受水电价格以及地方环保、移民要价越来越高问题制约，近两年新开工项目规模不足。

风电装机高速发展，弃风问题仍较突出。到 2013 年底，风电装机 7500 万千瓦，新增和累积风电装机容量都位居世界第一，占总发电量比重达到 2.6%。

1.4　能源行业投资过大引发产能过剩严重

能源基地建设产能过高，煤炭输出省经济发展已受到严重负面影响。山西、内蒙古、陕西等六大省区煤炭产能合计将增至 34 亿吨之多，约占全国已建和在建产能的 70%。这些地区出现过度依靠能源资源开发的畸形发展，已经受到煤炭产能、价格大幅波动的明显影响。这些基地都在延展能源产业链条，积极发展坑口电站、煤化工等，产业趋同和恶性竞争加剧。电力和煤化工产品都将面临缺乏市场支撑的困境。这些能源基地基本属于生态环境承载力差，水资源严重匮乏的地区，面临经济效益和生态环境双输的局面。

1.5 电力发展缺乏总体规划

国家对电力建设合理规模、电源布局和长距离输电等大的宏观战略决策问题缺乏系统研究和定论。中远期电力需求究竟如何分析，目前电力系统主流意见主张中国未来人均电力消费要明显超过欧洲国家现有水平，因此电力扩张仍然具有巨大空间。能源资源产地片面强调就地转化，是否符合电力总体优化布局和最小成本原则？风电、太阳能发展应主要考虑发电资源条件，大搞集中基地建设，还是要统一考虑系统成本最小优先布局消费终端？电网企业热衷于推动远距离高电压输电工程建设，特高压以远距离输电为目标还是以建设统一网架为目标？

1.6 传统能源安全问题依然突出

2013 年我国石油对外依存度已达 58.3%，而且还将继续提高。2013 年我国天然气对外依存度达 31.6%。随着我国天然气加大推广利用力度，预计"十三五"天然气进口量将可能达到 1500 亿立方米。我国油气资源丰度和品位总体偏差，分布地质条件复杂，埋藏较深，勘探开发成本高。业内迄今普遍认为，我国石油开采规模很难显著超过 2 亿吨水平。国内天然气产量大幅度增加，2013 年达 1170 亿立方米，约为 21 世纪初的 4 倍，仍有较大增长潜力。天然气产量增加以常规天然气和致密气为主。煤层气资源开发规模长期未能突破，原定发展目标难以实现。页岩气开发处于早期阶段，国内对页岩气的潜力和产能规模认识差别较大，需要进一步实践校验。

2. 我国能源发展面临的国内外新形势

2.1 传统化石能源的消费增长主要来自发展中国家

发达国家能源消费量基本饱和。中国等新兴发展中国家成为能源消费增长主体。2002—2012 年，经合组织国家能源消费总量基本没有增长，欧盟和北美还整体下降。亚洲、中东以及拉丁美洲和非洲成为世界能源增长的主要地区。特别是我国，在全球能源消费增长中居主导地位。这期间全球商品能源消费增加了 30%，共 41 亿吨标准煤，其中亚洲国家增加了 31.5 亿吨标准煤，占总增量的近 76.6%，中东国家增加了 4.25 亿吨标准煤，占总增量的 10%。同一时期，我国新增一次能源消费 23.7 亿吨标准煤，占全球总增量的 57.7%，石油消费增量约占全球石油消费增量的 48%。清洁低碳能源加快发展，发达国家能源结构进一步优化 。

2.2 低碳经济已经成为发展的主流

为应对气候变化、改善能源安全，各国正在积极推动能源体系向清洁、低碳、多元方向发展，欧盟可再生能源利用比例不断提高，德国等国已经到了需要改变原有以大规模集中发电

为中心的电力调度模式,转而向更为分散的电力管理模式发展。美国页岩气技术和开发的突破推动世界天然气开发利用提速,印度等发展中国家核电发展明显加快。发展清洁低碳能源已经成为促进经济复苏、争夺新的国际竞争优势的重要内容。欧盟国家低碳建设的相关制度和市场体系建设取得重大进展。

2.3 全球油气市场整体供大于求

伴随勘探技术进步,全球油气储采比不降反升,分别由 1980 年的 30%和 49%上升到 2012 年的 53%和 56%,全球能源供应能力得到增强。美国页岩气和页岩油的开发利用,进一步扩大了油气资源供应保障程度,天然气供应能力普遍看涨。在发达国家能源需求放缓和追求能源独立背景下,中东油气出口份额逐步向亚太地区转移,美洲能源供应能力开始外溢,中俄及上合组织各国能源战略合作条件进一步改善,我国利用国际优质能源面临较为宽松的外部环境。以保障供应为主的传统能源安全观,开始向重视生态安全、经济安全、金融安全等非传统方向发展。

3. “十三五”时期我国能源发展的重大形势变化

3.1 以煤为主的规模扩张方式面临生态环境的硬约束

我国各种主要污染物排放总量过高,已经远远超过环境容量。全国大面积、常态化的严重雾霾污染,直接威胁到多数人口的生存条件,成为最紧迫的民生问题。水资源短缺、过度开发利用,水环境破坏和污染,也已经远超水生态环境的最大承载能力。土地负荷过重,优质耕地数量和土地肥力显著下降,耕地重污染面积超过 10%。我国生态环境已经整体超过合理负载能力,没有进一步容纳扩大负荷的空间。能否尽快治理,已经成为影响我国社会稳定、考验执政能力、关系国际责任的重大挑战。“十三五”期间,我国现有发展方式面临极其严峻的生态环境制约红线。我国煤矿每年新增采空区超过 4 万公顷,累计已达 100 万公顷左右,70%的大型矿区均是土地塌陷严重区;煤炭开发已造成大量水土流失,加剧了当地生态环境脆弱、水资源严重匮乏局面。

在西北地区,如新疆、内蒙古、宁夏等少数民族地区大规模能源开发,特别是煤炭的开发和就地转换,将带来严重的水资源破坏和其他环境污染问题。这些地区总体缺水,多数生态环境脆弱,承载力差。如果环境特别是水环境受到破坏,将直接影响人民的生存条件,有可能成为影响民族团结的重大问题。同样的问题在宁夏、内蒙古等地区都不同程度存在。

3.2 能源需求放缓和供应增加进一步加剧我国传统能源产能过剩

我国经济发展进入深度转型和调整阶段,能源需求增速将明显放缓。经过 30 多年的快速发展,推动我国经济增长的内部和外部条件发生重大变化,传统依靠投资和出口拉动经济增长的发展模式难以为继,产能过剩问题日益严重。“十三五”期间我国的潜在经济增速将

进一步下降。主要高耗能产品（钢铁、有色金属、建材、基础化工产品等）已经开始并将整体进入需求饱和或下降阶段，能源消费增长将明显低于过去的水平。近两年，尽管各级政府仍然在加大投资保增速，但能源消费年增速已经降至3.9%，较前10年平均增速下降近5个百分点。这一趋势将继续加强。我国煤炭、发电能力产能过剩矛盾将进一步突出。目前，我国煤炭行业已严重产能过剩，发电能力、煤化工、石油石化等行业产能过剩问题也日益凸显。“十三五”时期，在能源供需形势整体放缓背景下，随着大量新建产能不断投产，我国传统能源产能过剩的问题将进一步加剧，煤炭价格低迷、火力发电小时数下降等矛盾更加突出。

3.3　清洁能源发展面临更严峻的市场竞争环境

煤炭、火电行业产能过剩将对清洁低碳能源发展形成新的制约。我国核能、可再生能源在一次能源供应中的比重仍然过低，发展潜力很大。在能源需求增长放缓、煤炭供应能力过剩背景下，加快发展各类非化石能源都不可避免要挤占煤炭的市场份额。清洁低碳能源与煤炭在终端利用、加工转换等方面的直接竞争不断凸显，市场需求不足、成本优势不够等问题更加突出，能源行业非理性竞争进一步加剧。个别地区为推进风能、太阳能等可再生能源基地建设，还要求配套发展一定规模煤电，进一步恶化了能源行业不合理竞争。能源系统优化和结构调整急需新的政策和市场规制保障。“十三五”时期，仅依靠现有市场信号和政策框架，已经难以实现清洁低碳能源替代煤炭的发展目标，必须出台新的政策和市场规制保障，促进能源结构向绿色低碳转化。

4.“十三五”时期能源发展要点

4.1　必须用较高的节能目标加快经济社会转型发展

在传统能源供应过剩条件下，继续强调节能优先，不仅是从源头上减少污染物排放、改善生态环境质量的前提基础，更是加快转变发展方式、提升经济竞争力的重要途径和抓手。目前，我国能源利用效率整体仍然偏低，单位GDP能耗是美国、日本、欧盟的4～6倍，工业、建筑、交通、电力等领域节能潜力巨大，在高效发电、绿色建筑、煤炭清洁利用等方面，还有许多典型节能案例经验尚未普遍推广，在改造存量、提升增量效率等方面大有可为。“十三五”时期，节能仍然是能源供需平衡的首要前提，更是促进经济增速合理化、控制投资过热、调整投资方向和内容的有效抓手。在确保完成“十二五”节能目标基础上，“十三五”仍应保持节能降耗高压态势，制定较高的节能降耗目标，明确全社会发展目标和市场信号调整方向，从宏观层面上引导投资总量和方向有效调整，转变片面追求GDP增长的趋势，为结构调整、转变方式创造稳定的市场预期。

4.2　必须大幅度提高化石能源清洁利用水平

推动煤炭高效清洁利用对我国具有长期战略意义。煤炭高效清洁利用事关我国绿色低

碳发展大局。煤炭发展要转向清洁高效利用，通过全面提高煤炭开发利用全过程能效、控制污染物排放标准，营造有利于先进技术普及推广的政策环境。要从供应、转换和终端利用全系统进行优化，改变我国煤炭以原煤直接燃烧为主的粗放利用模式，从全生命周期和全产业链角度提高煤炭利用效率、降低各类环境影响。要以煤炭分级高效利用，以外高桥三厂为代表的高效燃煤发电技术、新型工业锅炉洁净燃烧技术等为重点，大幅度提高煤炭利用的能效标准、水耗标准及污染物排放标准，建立标准定期更新制度。

4.3 切实解决清洁低碳能源发展面临的政策障碍

通过制定政策，推动清洁低碳能源尽快成为我国增量能源供应主体，不断替代煤炭等化石能源消费。进一步明确水电、核电、可再生能源等战略目标和方向，完善有利于加快发展的相关政策体系。要尽快凝聚共识，通过建立合理的水电价格形成机制，理顺环保、移民、地区利益分配等相关问题，加快水电资源开发。克服核电发展的政策和管理能力障碍，下放核电技术选型权限，加快推进内陆核电建设。加快天然气价格改革，调整天然气利用政策，引导非常规天然气和煤层气加快利用，推动天然气在民用领域、电力调峰方面发挥重要作用。开拓分布式可再生能源投资经营新机制，加快负荷中心周边的风电和太阳能发展，在用户侧形成千家万户发展分布式光伏的局面。继续推进电力体制改革和电价改革，建立适应可再生能源大规模融入电力系统的新型电力运行机制、电价机制以及促进区域微电网应用的协调机制，不断扩大可再生能源的市场消纳能力。

4.4 必须调整能源基地建设规模和布局

从严控制煤炭相关基地建设规模。严格水资源、土地资源及生态环境等红线约束，科学确定煤炭基地产能上限规模，合理安排矿井开发时序。“十三五”期间原则上不新批煤炭项目，拟在建项目应暂缓建设，新增高效的煤炭项目须采取“等量或减量替代”原则建设。综合考虑各地煤炭资源、水资源、生态环境、目标市场、技术成熟度等因素，统筹布局现代煤化工产业，防止各能源基地搞重复建设、类同建设。应该着眼于长远，科学确定西电东送规模。“十三五”应合理控制大型煤炭基地煤电外送规模。以特高压作为外输手段建设边远大型风电基地应十分慎重。交流特高压和特高压网架的建设，需要对其必要性进行进一步论证，防止盲目性。严格控制煤化工项目产能建设，严防各能源基地以延长产业链条、提升多元化水平为由将过剩煤炭产能不断向下游产品传导。坚决纠正地方政府主导的市场分割以及追求大而全的“捆绑式”招标建设做法。

“内蒙古自治区能源经济发展战略研究”课题组
执笔人[①]：杨玉峰、高虎

① 感谢国家发改委能源所周大地对本文的支持。

调研报告6　大唐集团煤化工项目和露天矿项目运营情况调研报告

2014年9月27日

内容摘要：在内蒙古自治区过去10多年经济快速发展时期，煤炭开采和煤化工项目成为热捧的对象，大唐集团在内蒙古自治区投资了大型褐煤露天矿——胜利2号和克什克腾煤制天然气项目。调研发现两个项目技术路线选择都存在严重问题，导致经济性差、污水处理设施不足、煤灰没有去向、大气污染严重等问题，项目处于"大而不能倒、坏而不能烂"的尴尬境地。对大气、水环境、生态系统构成严重威胁。建议国家主管部门组织重新评估，大唐集团应妥善做出整改，以免今后造成越来越大的经济损失和环境生态破坏。

关键词：煤制气；克什克腾；胜利2号露天矿；环境生态

自2013年我国为防治大气污染而出台煤改气政策之后，各行业对天然气的需求预期明显上涨，以煤制气为代表的能源化工行业立刻活跃起来，一大批企业相继跟风投资进入煤制气领域。大唐作为实力雄厚的电力企业，早在2009年就高调拿下国内首个示范项目的审批，却在2013年才正式开车生产，向北京送气。

由于大唐集团的煤化工项目自2013年底开工以来频频传出因污染环境和生产事故频发而屡遭停车，继而整个项目因连续亏损可能被剥离大唐集团的消息，为此，内蒙古能源经济发展战略研究课题组在2014年7月31日—8月7日赴内蒙古锡林郭勒盟和赤峰市进行了调研，通过实地考察大唐集团煤矿、煤化工板块位于锡林郭勒盟锡林浩特市和赤峰市克什克腾旗的露天矿和煤化工工厂，发现了许多问题，现将有关情况总结如下。

1. 现状

1.1　我国煤制天然气产业环境

回顾我国煤制天然气产业政策的发展历程，从过去5年行业发展和政策沿革看，煤化工产业经历产能扩张—严控项目审批—重点项目示范—国家有限度放开三个阶段。

(1) 2009—2011年，国务院、国家发改委连续下发多份文件，以规范煤化工产业发展。地方政府不得擅自核准或备案煤制天然气项目，不安排新煤化工示范项目，煤化工项目进入阶段性冰封期。

(2) 2013年之后，国内煤化工的发展基于大气污染治理需要，并释放出为煤化工松绑

的信号。2013 年 9 月下发的《大气污染防治行动计划》提出，在满足最严格的环保要求和保障水资源供应的前提下，加快煤制天然气产业化和规模化步伐。同期，内蒙古、新疆境内多个煤制天然气项目拿到开展前期工作的路条。

(3) 2014 年以来，为落实大气污染治理工作，增加天然气供应量，国务院常务会议、国家能源局专题会议、相关专家咨询会先后研究煤制油气产业的发展问题。从政策导向看，从严管理是煤化工的基调。2014 年 7 月 17 日，国家能源局下发《关于规范煤制油、煤制天然气产业科学有序发展的通知》，要求“坚持量水而行、坚持清洁高效转化、坚持示范先行、坚持科学合理布局、坚持自主创新”的原则，申报的示范项目必须符合产业政策相关规定，能源转化效率、能耗、水耗、二氧化碳排放和污染物排放等指标必须达到准入值。

如果说为大气污染防治而“去煤改气”后，释放出的巨量替代能源缺口为天然气带来了一轮发展的黄金周期，那么同时这也给煤制油气为代表的现代煤化工行业带来了咸鱼翻身，甚至可以说是起死回生的机会——由于天然气供给的增量远不及需求缺口的增速，利用煤炭就地转换制成油气作为补充资源的构想被部分业界人士推崇，并最终被监管层采纳。仅 2013 年一年，发改委在 3 月和 10 月分两批集中批复了逾 14 个煤制油气项目和 6 个煤制烯烃项目，2014 年 1～5 月又有 4 个煤制气项目获批或取得前期工作路条。其中，绝大部分新批项目位于陕西、内蒙古、新疆等西部富煤缺水地区，业主单位仍然以大型能源央企为主。

国家严控煤化工的政策导向挡不住资源省份的投资热情。尤其是在煤炭产能过剩、煤价大幅下滑的背景下，煤炭产地资源转型的诉求强烈，煤化工是延长煤炭产业链、增加附加值的集体选择。加之，国家控制能源消费总量，严控京津冀、长三角、珠三角地区煤炭消费，新增能源需求原则上由西部地区调入。在这样的政策下，需要给西部资源省份提供增加电力、油气等二次能源输出的机会。山西、内蒙古等资源大省也在调整能源输出结构，减少原煤输出，以适应雾霾治理的需求。

根据以往项目投资经验，一个 40 亿立方米煤制气项目投资额在 250 亿元左右。粗略计算，国内已经拿到“路条”或者计划建设的煤制天然气项目(2200 亿立方米产能)可以拉动 1.3 万亿元的投资。

以内蒙古为例，除示范项目外，内蒙古已有四个煤制天然气项目拿到“路条”，合计煤制气产能 280 亿立方米。其中包括新蒙能源鄂尔多斯 80 亿立方米煤制天然气项目，准格尔旗 (3×40) 亿立方米煤制天然气项目，内蒙古华星新能源 40 亿立方米煤制天然气项目，内蒙古兴安盟 40 亿立方米褐煤制天然气项目。根据上述项目投资计划，将有 1549 亿元在内蒙古投资。在此背景下，大唐作为国内首个煤制天然气示范项目，其一举一动都受到了广泛的关注。

1.2 大唐克什克腾旗煤制天然气项目运营情况

早在 2002 年，通过研究国内外能源市场特点，大唐国际发电股份有限公司(简称“大唐发电”)就决定进入褐煤资源丰富的内蒙古锡林郭勒盟地区，为了延长发电产业链，打造“锡(锡林郭勒)多(多伦)克(克什克腾)”能源化工基地，克旗煤制天然气项目由此开始筹备。大唐发电试图在中国“富煤、贫油、少气”的现实条件下，将劣质褐煤制成高质量、高热量的天然气，再通过配套输气管线送往沿线城市，实现煤炭资源高效清洁转化。直到 2009 年 8 月，国

家发改委才正式核准通过大唐克旗煤制天然气项目。在成功拿到国内第一个煤制天然气许可证后，大唐克旗煤制气项目在浑善达克沙地破土动工。资料显示，该项目总投资估算为257.1亿元，由大唐能源化工有限责任公司、北京市燃气集团有限责任公司、中国大唐集团公司、天津市津能投资公司共同出资，出资比例分别为51%、34%、10%、5%。项目分三个系列连续建设。第一系列建成后，形成13.3亿立方米/年产能；第二系列建成后，达到26.7亿立方米/年产能；第三系列建成后，实现40亿立方米/年产能，将成为北京第二大气源，对改善北京大气环境、减少雾霾污染、保障首都能源供应安全具有重要意义。

2012年10月22日，就在大唐克旗甲烷化装置一次开车成功，产出合格天然气后的3个月，国家发改委发布《天然气发展“十二五”规划》，提出2015年我国煤制气产量将占国产天然气的8.5%至10.2%。这极大地提振了企业的热情。

2013年12月24日，在经过4年多的准备后，从大唐克旗生产出的第一立方煤制天然气正式送达北京。截至目前，在不到一年的时间里，大唐克旗已累计为北京生产了3.3亿立方米合格的煤制天然气产品。

煤炭转化效率是大唐投资煤制气技术路线的一个重要考量因素。除了煤制天然气之外，目前，国内将煤炭转化为清洁能源的方式还有发电、煤制油、煤制甲醇和二甲醚等。其中，煤制天然气的能源转化率相对更高。煤制天然气能源转化效率可达50%左右，而煤制油采用F-T(费托合成)技术，煤间接液化的转化率为32%，直接液化则为38%，均比煤制天然气转化效率低。

除了较高的能源转化率，煤制天然气的经济效益也是大唐当初选择进入煤制气领域的一个重要考量因素。今年3月，安迅思发布的一份调研报告显示，在当时的煤炭价格下，煤制天然气的生产成本多集中于1.6～1.8元/立方米之间，与传统天然气价格相比，优势明显。以内蒙古为例，2013年增量气最高门站价为2.48元/立方米，与煤制天然气的生产成本差距为0.68～0.88元/立方米。大唐克旗副总经理吴彪表示：“煤制气较进口天然气、LNG等产品均具有价格上的优势。有关方面做过测算，如果项目全部达产，在正常生产的条件下，包括煤制气主营产品、生产过程中的副产品在内，我们的煤制气项目年可实现利润35亿元。”

据大唐内部工作人员介绍，大唐克旗煤制气存在以下几个优势：有北京作为稳定的市场；有大唐自己的煤矿——储量70亿吨的锡林浩特胜利二号煤田；有大唐国际投资建设、库存达1.9亿立方的大石门水库；有320公里的输气管线可直接在河北省境内与中石油北京段管线对接。如果工艺技术没有问题，最终35亿元的盈利目标是能够实现的。然而，现实与预期差距较大。

在2013年底的试生产过程中，装置相继出现气化炉副产蒸汽的夹套腐蚀减薄现象。为避免出现重大安全隐患，一系列16台气化炉于2014年1月17日计划停车抢修。3月24日A单元气化炉夹套抢修完成，在夹套内壁靠近煤和气化炉的一侧加涂了一层3mm的防护膜，4月6日B单元气化炉夹套抢修完成。3月25日检修后首台气化炉点火开车，其他气化炉及后续装置相继开车，4月2日产出合格天然气输送至管网，一系列生产装置于4月10日全面并网运行恢复生产。从3月25日开车投运以来，系统一直持续向北京供应合格的天然气，截至目前已连续稳定供气近4个月，共计3.2亿立方米。气化炉始终保持在10台炉稳定运行，由于煤源紧张，总负荷保持在60%左右，每日供气量240万标准立方米，各项工艺指标及环保指标均达到设计要求。

1.3 大唐胜利二号矿煤炭开采项目整体运营情况

大唐胜利二号露天煤矿位于胜利煤田的中部，矿权境界东西长 7.3～8.0km，南北宽 6.1～6.3km，面积 49.63km^2，开采煤层为 4～11 号煤层，其中露天开采煤层为 4、5、6 号煤，总储量 7038.26Mt，露天开采资源储量为 5318.72Mt，可采储量 3970.02Mt，平均剥采比 2.93m^3/t，属中灰、高挥发分、中硫、低中软化、中热值煤，发热量（$Q_{net,d}$）为 19.47～24.90MJ/kg，煤种为褐煤二号（HM2）。具有埋藏深、煤层厚、岩性软的特点，露天开采最大深度 623m，聚煤中心区的煤层总厚度（4～11 号煤）最厚达 320.65m，是迄今为止发现的最厚煤层，适合建设特大型露天煤矿。

内蒙古大唐国际锡林浩特矿业有限公司于 2007 年 8 月由大唐国际发电股份有限公司投资成立，后经中国大唐集团煤业有限公司增值扩股与大唐国际发电股份有限公司共同出资注册资本金 16.66 亿元，负责胜利二号露天煤矿项目的开发、建设和运营。

胜利二号露天煤矿是国家煤炭工业“十一五”规划的 10 个千万吨级露天煤矿之一，是中国大唐集团进军煤炭产业的重点项目，是“锡多克”能源重化工基地的煤炭生产基地，具备建设特大型露天煤矿的条件。根据中国大唐集团煤炭产业规划，胜利二号露天煤矿拟通过三次跨越实现 6000 万吨规模：一期 1000 万吨/年规模，剥离采用单斗卡车工艺，采煤采用单斗卡车半移动破碎站半连续工艺，2009 年达产；二期 3000 万吨/年规模，剥离采用单斗-自移式破碎机-带式输送机半连续工艺、单斗-卡车＋半移动破碎站-带式输送机-排土机半连续开采工艺、部分采用单斗卡车间断工艺，采煤采用单斗卡车半移动破碎站-带式输送机半连续工艺，2012 年达产；三期 6000 万吨/年规模，剥离采用单斗-自移式破碎机-带式输送机半连续工艺、单斗-卡车＋半移动破碎站-带式输送机-排土机半连续开采工艺；采煤采用单斗卡车半移动破碎站-带式输送机半连续工艺，预计 2015 年达产。

一期工程于 2009 年 5 月 20 日完成全部 86 个单位工程的建安工作，2010 年 6 月 11 日顺利通过由国家发改委组织的工程建设项目竣工验收，创造了国内同规模矿山整体验收速度最快的新纪录；二期工程于 2011 年 2 月正式获得国家发改委核准，截至 2013 年 9 月底累计完成投资 71.36 亿元，初设概算为 94.12 亿元，截至 2013 年 6 月底，地面系统各工程均已完成 90％以上的工程量，并已交付生产使用，现在的主要工作是进行消缺工作，达到创优标准。2014 年上半年煤矿产量稳定，5 号及以上的煤层由于煤质较差，发热量低，故供给周边白音华电厂作为发电用煤，6 号及以下煤层的煤由于土方剥离速度和上层开采强度不够，目前只有少量产出，供克什克腾旗煤制气项目使用。在笔者调研期间，由于锡林浩特市附近区域降水量骤然增加，露天矿部分采场边坡稳定性受影响，有轻微滑坡，故处于停产阶段，相关负责人在积极组织加固和排水工作。

2. 问题与教训

2.1 技术路线选择出现重大失误

大唐煤化工项目与其他煤化工项目的不同之处在于，以自有的内蒙古胜利二号煤矿发

热量低于3400千卡/千克(平均在3100～3300千卡/千克左右)的低热质褐煤为设计煤种，开创了我国大规模开发利用劣质褐煤的先河。不同于石油化工和天然气化工原料成分较纯，煤化工整体都面临着原料有效成分占比不够，杂质较多的困境，而且煤质越差，有效成分比例越低。因此要真正做到以低热低质褐煤为原料的封闭生产系统，就需要承受更加严格的技术指标来适应煤质成分差别，在生产端将煤中的各种成分含量分析清楚，将有用的成分一一剥离；另一方面，也需要在固定原料煤煤质的前提下设计选择与之相适应的炉型。

然而，克旗项目投运入网一个多月后，其气化炉就出现了夹套内壁腐蚀事故，一度让业界振奋的示范项目被迫停产。同样使用鲁奇技术的新疆广汇煤化工项目，也曾遭遇类似的气化炉内壁腐蚀问题。花了近一年时间，广汇终于查明，腐蚀是由于煤灰在高温下卤化产生氯离子所致。据大唐的工作人员说，经过专家的多方论证，发现腐蚀事故发生的直接原因出在煤质上，褐煤中钾、钠、钒、硫酸盐等含量比较高，导致夹套内壁被腐蚀减薄，同时还有可能是气化剂分布不均，局部出现煤灰硫化磨蚀导致减薄。大唐胜利二号煤矿中的5号和6号煤含水量高、热稳定性差、机械强度也比较差，而且由于碎煤加压气化炉只“吃”块煤，对块煤的大小也有严格要求，而煤矿产出的块煤少，没有充足的原料煤，作为动力煤的粉煤消化也是个大问题。克旗项目试运行期间采用神华煤时，运行20多天没有发现腐蚀现象，正式投产后改用大唐自身煤矿的褐煤后出了问题，说明煤质对气化炉的影响是主因。如果煤化工项目用的是市场煤，可以通过不断筛选找到合适的煤种。但克旗项目与胜利二矿相互捆绑，设计产能和项目建设过程中应相互匹配，因此就必须下功夫把煤质吃透，然后改进气化炉。

根据我们的调研和技术分析，煤制气的技术选择有两大关键性技术问题。一方面是煤质与炉型的匹配问题，另一方面是炉型选择问题，选用什么炉是煤制气的重中之重。虽然有不同的气化方式，但一种气化方式只适用某种特定的煤种。目前主要的煤气化技术有煤粉气化、水煤浆气化、碎煤加压气化。其中，粉煤气化技术使用范围广，对煤灰黏度有特殊要求；水煤浆气化技术适应性较窄，对成浆性、灰熔点、煤灰黏度要求严格，碎煤加压气化技术适应性差，对机械强度、热稳定性、灰点、灰成分等有严格要求。目前还没有一种气化方式可以适用于各种煤。褐煤大都是灰分较高的劣质煤，水分含量一般为30%左右。褐煤一般匹配的技术是粉煤气化，不适合水煤浆气化和碎煤加压气化。大唐克什克腾煤制天然气项目采用的是碎煤加压气化，因为气化温度较低，会产生大量有毒有害副产品，给环保增加了难度，也是导致设备腐蚀的重要原因。

另外，就煤制气整体的技术成熟度来看，我国的煤制气项目普遍借鉴美国大平原厂煤制气项目的经验，煤制天然气的技术，除了美国大平原厂，其他国家完全没有规模化运用的经验。大唐克旗煤制天然气厂在运转一个月后就发生严重故障而不得不停工两个月检修。如果使用经验很少，而且试用时还不顺利，那就表示技术还不成熟。中国的煤制天然气示范项目的实践经验，恰恰证明煤制天然气的技术匹配经验尚不成熟，不适合广泛推广[①]。

2.2 项目巨额亏损，经济性受限

克旗项目的合成气售价为2.75元/立方米，这一价格由国家能源局和物价部门核定。

① 杨启仁.【煤化工】美国煤制气的教训和启示(演讲版)

煤化工企业承担示范项目时，国家主管部门承诺不会令业主亏损，至少实现微利。有关领导在考察克旗项目时说，要把克旗煤制天然气项目建设成煤炭资源清洁转化的样板，积极探索降低煤炭在国家整体能源消耗中的比重、同时提升石油天然气及非化石能源消耗比重的好方法，为全国把煤炭转化为清洁能源提供好的经验和数据支持。

但是，根据大唐集团2013年和2014年的财务报告可以看出，煤化工和煤炭板块对集团整体的盈利贡献微乎其微。其中2013年化工产品销售主要以多伦煤制烯烃的聚丙烯为主，阜新煤化工项目还未建成，克什克腾煤制气项目在2014年4月以后才基本实现正常生产。另据数据显示，2013年大唐煤化工板块亏损超过21亿元，负债达到597亿元。2014年1季度，大唐多伦煤化工项目亏损额已接近5亿元[①]。截至2014年上半年，公司煤化工业务非募集资金投入已近600亿元，但旗下三大煤化工项目至今尚未有一个投入商运；报告期内，大唐发电煤化工板块亏损13.67亿元，同比扩大1.65倍，资产负债率高达84.69%。

2013年主营业务分产品情况 单位：亿元

分产品	营业收入	营业成本	毛利率	营业收入比上年增减/%	营业成本比上年增减/%	毛利率比上年增减/%
电力销售	642.37	433.85	32.46	－4.64	－14.59	增加7.87个百分点
热力销售	11.60	17.02	－46.73	22.97	1.22	增加31.54个百分点
煤炭销售	41.43	39.36	5	－29.69	－26.47	减少4.16个百分点
化工产品	49.25	47.51	3.55	91.45	108.66	减少7.95个百分点
其他产品	4.41	2.36	46.43	－16.8	－26.51	增加7.07个百分点

大唐集团2014年上半年财报显示，在该财务周期内：

① 多伦煤化工项目：生产聚丙烯6.82万吨。

② 克旗煤制天然气项目：一系列工程试生产天然气2.16亿立方米。

③ 阜新煤制天然气项目：土建工程完成90%，设备安装完成95%，工艺管道安装完成89%，未投入生产。

④ 呼伦贝尔化肥公司：尿素和合成氨为主要产品，累计生产尿素13.21万吨。

⑤ 锡林浩特矿业公司：胜利二号露天煤矿项目，其开采煤炭主要作为公司化工项目的原料煤；上半年累计生产煤炭346.52万吨。

① 《【视角】煤制油气："去煤化工"或是亡羊补牢》，新产经杂志

2014 年上半年主营业务分产品情况　　单位:亿元

分产品	营业收入	营业成本	毛利率/%	营业收入比上年增减/%	营业成本比上年增减/%	毛利率比上年增减/%
电力销售	303.65	204.42	32.68	−2.63	−8.86	增加 4.6 个百分点
热力销售	6.87	8.88	−29.39	−0.61	−11.83	增加 16.48 个百分点
煤炭销售	14.46	13.96	3.44	−42.09	−41.02	减少 1.74 个百分点
化工产品	14.04	13.65	2.74	−21.52	−18.57	减少 3.52 个百分点
其他产品	7.43	7.85	−5.55	7.35	27.12	减少 16.41 个百分点

据汇报的工作人员称，在大唐与中石油协议的 2.75 元/立方米的气价前提下，如果能把污水处理成本降下来，利润还是非常可观的，“2.75 元/立方米这个气价是国家能源局组织各方论证和核算后，能保证项目微弱盈利的一个核算气价，具体的成本分摊数据我们没有掌握。”

克旗项目总投资目前约为 313 亿元，加上流动资金后就是 320 亿元①，而且现在环境投资还一而再、再而三地加码。为应付目前的环境压力，脱硫装置已经安装完成，脱硝装置截至调研期间已安装完成，又增加了几个亿的投资，随着指标要求的不断严格化，这一部分的投资还会越来越大，加在生产端的成本也会只增不减。

另外，煤制气项目想效仿大平原项目后来获利的重要来源——多样副产品联产，也就是煤基多联产工艺，据调研得知，副产品经济性甚至要强于煤制气产品，但也不能稳定保证。据一位大唐工程师称，克旗项目的副产品主要是硫磺、少量油品和酚类芳烃类产品，一方面由于煤质不稳定，导致产量大幅变化；另一方面产品价格波动也很大，对利润的影响巨大。以硫磺为例，在 2008 年时价格约为 5800 多元 1 吨，副产 16 万吨硫磺，相当于 8 亿元，现在的价格大约在 500 元 1 吨左右，差距非常明显；而且副产品按照设计，产能都很大，按照产能 40 亿立方米气计算，大约配套 14 万吨焦油和石脑油。但实际上副产品量是由煤质决定的，以硫含量为例，有的煤种含 3%，有的煤种含 0.2%，因此导致硫磺产量无法稳定。据估算，投产以来的副产品销售利润约占总利润的 10%。

2.3　污水循环系统设计能力不足

由于煤种已定，大唐只能采用碎煤加压气化技术，但该技术的致命弱点在于废水量大、且化学成分复杂，污水处理为世界级难题。大唐当初决定将厂区建在生态环境脆弱但地广人稀的西北地区也许是为了取得低成本的环境容量和排放权，但防治大气污染的相关条例

① 《美国大平原光环褪去 大唐煤化工环境投资超预期》(来源:东方早报 作者:贺梨萍)

和政策的组合拳无疑让其计划完全落空。大唐虽然在一方面立足于自主创新，以自身的化工研究院为平台，积极组织研发低成本的污水处理技术；另一方面，还在积极开展国际招标，集合最新技术。目前采取的是化学处理和生物降解并举的办法，首先将废水中常规方法不能直接处理的油、尘、酚、氨等进行分离、回收，再用常规的生化、过滤、反渗透等方法进行处理，一方面回收了废水中的有价物质，产生一定的经济效益，另一方面也使废水能够达到一般废水处理的要求，理论上可以将废水处理到达标排放标准。大唐还自己开发高盐废水蒸发防渗关键技术，从防渗方式、防渗结构、防渗材料等方面开展研究，以保护土地和地下水资源。

按照调研时工作人员的汇报，实际情况是如果项目正常运行，基本可以实现废水的零排放，仅有的一点废水由于回收难度巨大，只能排入蒸发塘，待变为高盐度固体废物后作填埋处理，但是在系统故障等极端情况下，产生的大量废水只能立刻排入蒸发塘缓存，然后再回抽处理以循环使用。为了保证生产装置和系统的安全，在极端情形下，也只能牺牲部分环境利益以避免更大的损失。大唐目前的蒸发塘还足以应付一个系列 13.3 亿立方米生产线的污水，如果上马另外两个系列的话，蒸发塘将不堪重负①。

2.4 煤灰无法消纳，排灰场容积接近饱和

该项目目前为 60％的运行负荷，大约每天消耗煤炭 1.5 万吨左右，达到满负荷耗煤 2 万吨以上，原料煤中的灰分以废水蒸发后形成的废渣排放，灰分大约在 36％～37％，动力煤的煤质较差，达到 40％以上，估算煤灰渣的日排放量在 6000 吨左右，满负荷生产后能达到 7500 吨，在项目停产检修期间，产生的锅炉燃烧固体废物就更多了。为项目配套的排灰场在厂区东南方向 6.8 公里处，占地面积 30 多公顷，灰渣的容量为 225 万立方，每天产生的灰渣都外包给汽运公司，以 1 吨 17 元的处置费运到贮灰场再进行填埋。

据项目组的大唐工作人员称，原本为项目配套的大石门水库在修建过程中需要砖，附近有砖厂能够消耗一部分灰渣，但随着水库的建成，砖厂产量下降，对灰渣的需求也渐渐降低。受全国房地产市场不景气的影响，灰渣最主要的用途——建材行业也随之萧条，最近签约的好多厂商都违约不要了，之前工厂建设阶段有好多水泥厂来收灰渣，利用率最高能达到 1/4 左右。目前有一家北京企业想接手这些灰渣做保温砖，但只处于洽谈阶段，还没有实质的进展。而且灰渣只能就地消耗，远距离运输完全没有经济价值，一年平均下来利用率能达到 1/4 就算好的，一般夏天能达到 1/3 左右，冬天几乎没有。

按照项目开工的进度估算，贮灰场容量已接近饱和，巨大的固体废物排放量与项目建设初期的承诺相距甚远，高昂的环境处理成本也使项目仅有的一点经济性逐渐消失。项目高能耗和高排放的事实，是无论如何也掩盖不了的硬伤。

2.5 大气排放监测数据与实际感受不相符

在调研期间，据调研汇报材料描述，克旗项目一系列共建设 4 台锅炉，已配套建设 2 套

① 《为何煤制气发展不如煤制油顺利?》2014-07-21 沈小波，《能源》杂志记者

氨法脱硫装置，锅炉排出的烟气经布袋除尘器除尘，采用低氮燃烧技术减少氮氧化物排放，同时预留了脱硫脱硝装置的空间。锅炉烟气进入氨法脱硫系统脱除二氧化硫后，烟气由210m高的烟囱排放，脱硫装置已安装在线烟气自动监测系统，出口二氧化硫控制在200mg/Nm^3，只有氮氧化物偶有超标，按照国家新标准要求，目前正在进行脱硝改造。化工区配套建设一套氨法脱硫装置，对硫回收尾气进行处理，目前都在控制指标范围之内。该项目自环保设施投运以来，一直保持安全稳定运行，未发生污水外排现象和环保事件。另外，该项目通过科学操作，强化管理，改进工艺，使低温甲醇洗尾气排放的硫化氢浓度仅为10ppm，远低于50ppm的设计值。

但是，现实情况是，在调研期间三级到四级的大风环境下，还是能闻到刺鼻的气味，在进入室内后，浓度也没有明显下降。据接待调研的大唐工作人员称，该气味是微量的硫化氢，还伴有一些油品的味道。他们称，硫化物的排放是达标的，在浓度累积之后味道就会重一些，以后提高设计指标，就能解决这个问题。从美国大平原煤制气项目环境保护方面的经验来看，其空气污染物的排放在美国更加严苛的环境保护法律规范约束下，仍然连续违规10余年，之后终于得到改善并符合环保标准，但臭味持续困扰邻近居民超过20年，直到近一两年才有比较大的进步。克什克腾旗人口密度明显大于相邻的锡林浩特市，又邻近达赉诺尔水源保护区，如果经证实排放的有毒物质对人的身体健康会造成伤害，那么这个项目带来的影响将是难以估量的。

2.6 巨量的 CO_2 排放无相应措施

根据调研资料，40亿立方米满负荷运行，每小时排放60多万方二氧化碳（CO_2），每小时大约排几百吨。对于 CO_2 的排放问题，大唐的工作人员这样说："所有的煤化工都存在这样一个共同的问题，因为量非常大，但是用处非常有限，所以回用率能达到1%就很不错了。随着以后科技的发展，技术水平的提高，这方面能有更大的突破。但是就现在而言，世界上还没有这样的先进技术。"

然而，根据美国大平原煤制气项目的经验，配套了CCS和相应的 CO_2 输送管线后，可以通过向邻近的加拿大Weyburn油田出售二氧化碳赚取利润，而该油田经过多年的高强度开发，出现了生产能力不足的现象，需要大量的二氧化碳注入地下来增大压强促进石油增产①，所以在成熟的 CO_2 利用技术和完备的碳交易体制下，大平原项目靠卖二氧化碳是可以赚钱的，而且美国对加装CCS的项目也有补贴，对项目的经济性能够起到正向作用。而中国目前并不具备 CO_2 捕集、封存与利用技术推广的有利环境，没有经济性的刺激或者法律强制，企业完全没有动力增加环境成本。据绿色和平组织气候与能源项目主任马文透露，现在煤制气的 CO_2 排放量十分巨大，绿色和平组织统计的50个煤制气项目里没有一个项目配套使用了CCS技术，国家对新疆地区的项目有明确的加装CCS装置的要求，但在开工路条里没有一个项目涉及对CCS的明确要求。

没有碳捕获和存储，煤制气只意味着增加了煤的使用方式而不是减少碳的排放。我国目前的煤制气主要是基于传统的煤炭开采，以气化和甲烷化等技术产出合成气净化处理成

① 杨启仁，【煤化工】美国煤制气的教训和启示（演讲版）

SNG,这只是提高了煤炭的利用水平和最大化使用劣质煤的价值[①]。世界各国的环保标准都是越来越严,中国也不可能例外,煤制天然气工厂也许能符合现在的环保标准,但是投资者切不可天真地以为中国的环保标准未来几十年都会维持不变。从历史的大趋势来看,环保标准不但会越来越严,管制的项目也会越来越多。煤制气即使短期内可以盈利,但随着环保要求逐渐提高,污染防治的成本也会越来越高。现在中国对于二氧化碳的排放并没有严格的管制,排放二氧化碳是没有成本的,但是没有人能保证 10 年或 20 年后中国仍然不会管制。最近已经有新闻指出,中国政府可能在“十三五”期间就开始进行二氧化碳总量管制。一旦中国开始征收碳税或是强制二氧化碳减排,这些高碳排放的煤制天然气厂将面临率先被淘汰的压力。如果现在对煤制天然气做出千亿大投资,很可能无法在未来淘汰高碳产业之前收回成本。

2.7　煤化工项目管理经验不足

坐拥蒙东大量褐煤资源的大唐集团酝酿煤化工项目时,国家正鼓励煤炭行业转型升级,也紧锣密鼓地部署能源战略安全的技术储备,地方政府也出台了煤炭资源就地转化政策,并且积极承诺配套化工基地建设用地、水煤资源、低环境成本等多种有利条件。煤制天然气项目开始成为国家主管部门鼓励发展的五大类新型煤化工示范项目之一,也是地方政府积极着手实施的延长煤炭产业链,建设清洁能源输出基地战略的重要抓手。而在企业层面,受限于煤电联动的滞后,五大发电集团都在争先恐后地力推向综合能源公司转型。在多种内部环境和外部环境条件的驱使之下,大唐集团决定把转型的相当一部分筹码押在煤化工上。其对煤制气的热情颇高,一下子规划了两大项目,除了克旗项目,还有一个是辽宁阜新项目。大唐集团,乃至整个业界都对煤制天然气示范成功抱有乐观态度。煤制天然气项目确实较其他四类项目而言,工艺流程更短一些,技术相对来说更简单,但毕竟是动辄上百亿的投资,且不说企业有没有相应的融资能力和资产流动性去支撑项目运转,一旦项目推进出现了困难,整个集团都将轻易被拖入深深的泥沼之中。

事实上,不仅是大唐集团,进入煤化工行业的其他发电集团都低估了发电与煤化工之间的行业差异性。煤制气,第一批四个示范项目:大唐集团是五大发电集团之一,电力出身,在化工领域没有积累;汇能集团和庆华集团主业都是煤炭开采,看似与煤化工相连,实际煤化工还是属于化工领域,对技术、人才、管理要求非常高,与技术要求较低的煤炭开采不可相提并论。即便不提钾、钠离子的腐蚀问题,大唐和庆华也都出现过许多问题,这与投资者的专业素养密切相关。大唐克旗项目,规划总产能 40 亿立方米煤制天然气,三条生产线各 13.3 亿立方米。但在前期,三条线的主装备一并招标采购完成。这在许多业内人士看来不可理解,因为这是首个项目,第一条生产线建成运行后,再根据运行实际来定第二、第三条线的设备和技术路线,更为稳妥,亦更省钱。

一个化工项目就如同一个精密的机器,任何环节出现问题都会影响整体项目。煤制气整个流程分为好几段,如煤气化、低温甲醇洗、合成甲烷化等,由于投资者不专业,现有示范项目少有做到各流程同时完工,在生产建设管理上不专业,常常出现某段流程已建完,还需

① 杨洁春,华夏能源网研究员,《中国煤制气“异向”反思:为什么水资源丰富的东部被“忽视”了?》

等待其他流程建设的情况，这其中损耗的即是金钱和时间。克旗项目在建设过程中，由于问题不断，被迫多次追加投资。在发生了气化炉内壁腐蚀的事故后，国务院监事会把此事报送国务院，经领导批示，国资委发文，要求发电企业谨慎涉足煤化工。

克旗煤制气项目在设计时希望配套的煤矿就是胜利二矿，因为露天矿前期开采需要投入大量的资金进行土方剥离，但是大唐总公司对煤矿的前期投资跟不上，所以导致后续产能无法释放，特别是克旗煤化工指定需要配套的 5 号和 6 号煤，煤层开发迟迟不能到位，煤质也不能保障，只能从其他的煤矿采购煤炭，这就造成了生产出来的副产品产量不能稳定。

而且在项目建成后，管道输气北京又遭遇了卡脖子，由于与油气企业沟通不畅，投产日期一拖再拖。项目投产后，其气化炉升压，险些酿成事故。几路专家相继“会诊”才提出了解决方案。集团层面则显得进退维艰，失去耐心。

同样是跨行业，从电力行业跨到煤化工的大唐集团逊色于从煤炭行业跨进煤化工的神华集团，这是专业人才匮乏以及管理调度不善的结果。据了解，神华有专门的煤化工研究院，网罗了来自各地的专业人才。而大唐煤化工项目地理条件恶劣，又缺少优势条件吸引人才，进而导致人员更替频繁、人才流失严重，不利于设备投产的连贯性。自 2005 年开工至今的 9 年时间里，多伦煤化工的掌门人已经三次更替，依次为赵景宽（第一任总经理）、刘希祥（第二任总经理）、马继生（总经理）与马玉斗（党委书记）搭档，前两任总经理均来自大唐电力板块，第三任的“二马”则是石化与电力混搭[①]。煤化工项目与电力、石化项目都有不同的技术特点、投资节奏、生产要素以及行业发展规律，隔行如隔山，切不可一概而论。

此外，从投资者的战略角度审视大唐煤制气，投资者虽然也宣称把煤制气看做自身的战略转型路径，但事实上多为被动为之。大唐能化董事长张明在公开场合毫不避讳地讲，大唐集团是“被煤化工”。此前大唐集团因原料煤价格高企而进军上游，获取煤炭资源后遭遇地方政府就地转化政策，才顺势将煤化工视为战略业务。今年 7 月 7 日，大唐国际将旗下煤化工业务打包重组给了中国国新控股有限责任公司，大唐煤化工回归原点。庆华集团则是着眼于煤制气的投资回报，在煤制气方面缺乏长远的战略布局。汇能集团发展煤制气，同样是在地方政府就地转化政策下才顺势为之，总产能 16 亿立方米目前推进的仅为一期 4 亿立方米。

2.8　供气管网受到制约

克旗项目早在 2013 年 7 月份就打通了全部流程，但由于中石油一段输气管线建设滞后，导致整体装置停了大半年。按照大唐国际的规划，该项目应于 2012 年 6 月投产。但直到一年后，第一系列的另一单元生产装置才打通流程。据媒体报道称，大唐方面表示，克旗煤制气管线由大唐方面负责修建的部分已经完成，但进入北京的管线是由中石油负责修建，而后者一直拖延，导致了项目延迟投产。大唐公司在 2009 年公开的规划中设计煤制气配套的输气管线全部由克旗项目公司修建，在北京北面直接接入北京燃气集团的管网。这条管线途经内蒙古赤峰、锡林郭勒盟、河北省承德至北京密云，最后并入北京燃气管网，全程 359

① 《大唐煤化工 9 年投数百亿陷僵局》2014-07-05 01:25 华夏时报

公里。管线设立的四个站分别是赤峰首站、南山嘴清管站、兴洲分输清管站和辛安庄末站。

大唐此前论证说，北京管网的输送气源单一，98%由陕甘宁地区的长庆油田供应，少部分由华北油田供应。克旗项目建成后，可弥补北京天然气供应不足现状，而且从北京北面接入管网，可以增加输送方向，改变北京市气源均从南部进入的格局，化解输送气源和管网单一的风险，保障北京的能源安全。但是大唐负责修建的管线快要铺到北京时，才发现中石油的阻拦。大唐集团匆忙与中石油、北京燃气集团三方协商，谈判无果，原因是中石油集团与北京市政府签订了战略合作协议，规定北京市天然气管网由中石油独家供气，中石油则将努力增加和保障对北京天然气、成品油的供应，为北京建设世界级城市提供优质、高效、清洁的能源。这份排他性供气协议成为克旗项目投产前的最大麻烦。

在这份协议之前，克旗煤制气公司与北京燃气集团达成了煤制天然气的购销意向协议，约定克旗项目的合成气由北京燃气集团全部接收。同时，北京燃气集团是克旗项目的第二大股东。管网公司参与项目出资与大平原项目的情况类似，目的是确保煤制气的所有产品气全部被接收，以保障项目建设。2013 年 12 月，中石油与大唐国际签署克旗煤制天然气项目“煤制天然气购销协议”。根据该协议，从 12 月起，煤制气项目每天向北京市供气 400 万立方米。大唐通过输气管道把气输送至承德和密云的边界，把气卖给中石油，再由中石油出售给北京燃气集团。

管道制约问题并不是只有大唐煤制气才面临的问题，目前有超过 60 个煤制气项目正在建设或者规划，它们都可能由于管道不通，无法外送，面临和克旗项目类似的尴尬。管网垄断与分割问题必须由国家层面来解决，只有解决好煤制气的并网问题，煤制天然气产业才能得到快速健康的发展。2014 年 2 月 13 日，国家能源局正式印发《油气管网设施公平开放监管办法(试行)》，强调现有管网在能力许可的情况下，要向其他市场主体公平开放。业内预计，这一办法的出台，或许能对煤制天然气的管网并入提供一些保障和支持。

2.9 无退出机制，陷入“大而不能倒、坏而不能烂”的悖论

像煤制天然气这类超大型的投资项目，因为其对于地方经济与就业有重大影响，政府往往在投资失败后不得不介入处理，以避免对社会造成过大的冲击。由于煤制天然气是属于资本密集型产业，在建厂完成之后，如果出现亏损破产，就算把工厂拆除拍卖也不可能回收原本建厂时投入的大量资金。这样投资下去就无法收回的资金在经济学上称作沉没成本。项目破产之后，在决定工厂是否继续生产时，沉没成本一般不列入考虑。因此，资本密集型产业经常会出现这种破产而不停产的现象。

然而，煤制天然气除了资本密集之外，也同时具有高耗水、高碳排放、高污染的特质，因此会出现破产却不停产，继续污染的特殊现象。中国目前规划中的大批煤制天然气项目一旦建厂完成，在未来的数十年间将持续生产高碳能源，将中国的能源基础设施锁定在高碳发展路径，即使以后这些煤制天然气厂全部破产，中国也难以重新回到低碳的发展路径上。

反观大唐克旗煤制天然气项目，尽管大唐集团也想剥离煤气化，也密集接触过包括神华在内涉足煤化工的很多企业，但是没有一家企业可以或者愿意接下这颗“烫手的山芋”。

3. 反思与对策

这样的项目反映出的问题值得深思。

(1) 内蒙古自治区前10年快速依托煤炭资源及其产业链延伸的经济增长模式导致了太多的盲目投资。

(2) 某些大型工程项目的评价论证流于形式，在技术经济性评价、环境影响评价、国民经济评价等方面没有起到应有的作用。

(3) 内蒙古自治区应该建议国家行业主管部门"国家能源局"尽快组织重新评估该工程项目，再根据评估结果做出相应处置。

一是如果项目可以通过技术改造而持续，则应该交由更加专业化的企业(如神华集团)接管，因为大唐不但在煤化工方面不够专业，在所用煤——锡林郭勒盟胜利二号露天矿的开采方面也不够专业。可以考虑让大唐退出该项目，并做出妥善的债务安排。

二是如果项目无法通过技术改造而继续推进，出现越改造、越被动、越亏损、污染越严重的局面，那么就应该趁早将项目取缔、废除，长痛不如短痛。

"内蒙古自治区能源经济发展战略研究"课题组
执笔人[①]：杨玉峰、那艳茹、单平、杨璺、司咏梅

① 感谢国家发改委能源所韩文科、锡林郭勒盟发展中心赵平、赤峰市发改委对本文的支持。

调研报告 7　鄂尔多斯、榆林煤炭产业链延伸发展暴露出的深层次问题

2014 年 9 月 29 日

内容摘要：鄂尔多斯和榆林两地煤炭生产受煤价低迷的影响较大，煤电发电小时数较低，外送问题突出，“窝电”现象严重，规划和建设的煤化工产能过剩严重，存在缺水和对环境影响的隐患。研究发现存在的深层次问题包括：GDP 为导向的负面影响较大、项目审批制度存在缺陷、项目评价流于形式、电力的体制性问题突出、缺水及长期的环境欠账问题严重。为此，必须改变唯 GDP 论的考核体系，进一步改革项目审批制度，严格评价制度，解决电力体制性障碍，将水资源和环境容量作为地区发展硬约束，开展热电联产技术改造示范并为规模化发展提供技术支撑。

关键词：鄂尔多斯；榆林；煤炭产业链；深层次问题

进入 2014 年第三季度以来，受全球整体经济形势低迷的影响，全球煤炭市场供应过剩的局面依然没有任何改变的迹象，尽管已经接近煤炭需求的采暖旺季，但季节性需求上涨难以消化当前全球范围内巨大的过剩产量，初步估计，煤炭价格在年底前仍难有起色，煤价依旧在 5 年来的最低点徘徊。鄂尔多斯和榆林作为我国煤炭供应“壮年期”的黄金地域，地处鄂尔多斯盆地，是全国罕见的煤炭资源富集区，赋存条件和煤质整体上占有绝对优势，国土面积仅占全国的不足 1.3%，但煤炭生产总量约为全国的 1/4，长期支撑着国家经济建设，也是未来我国保障能源安全、优化能源结构、防治大气污染的战略资源区。在“十一五”“十二五”期间，两地已经布局和规划了一定规模的煤炭生产和加工转换项目（尤其是煤炭发电和煤化工项目）。然而，在当前不景气的煤炭市场条件下，这些项目的运行和建设受到很大的冲击和影响，也折射出地区发展导向、项目审批等方面存在的问题。为此，国家发展改革委能源研究所专门组成调研组赴鄂尔多斯和榆林两地进行了调研，通过与地方县市政府座谈和实地考察煤矿、电厂、煤化工（煤制油、煤制气、煤制烯烃、甲醇等）生产厂，发现了许多发展过程中的深层次问题，现将有关情况总结如下。

1. 当前煤炭市场形势

1.1　煤炭产销量总体平衡，同比双下降

2014 年 1—8 月份，全国煤炭产量和原煤销量分别为 25.2 亿吨和 24 亿吨，同比分别减

少 3650 万吨和 3950 万吨，分别下降 1.44%和 1.62%，而去年同期分别下降 3.4%和 2.0%。总体上全国产销量基本平衡，下降幅度较上年同期回落。

1.2　煤炭市场需求不旺，煤炭库存处于整体高位

1—7 月全国煤炭消费 23.1 亿吨，同比仅增长 0.2%。造成煤炭消费近零增长的因素在于煤炭的下游工业产品的增速下降，1—8 月份，我国与煤炭和能源消费相关的一些工业产品，如水泥、生铁、粗钢、钢材、平板玻璃、火力发电量等产量增速分别为 3.5%、0.5%、2.6%、5.4%、5.0%和 1.4%，同比分别减少 5.7、6.1、5.2、5.8、6.0 和 4.5 个百分点。尤其是火力发电增速大幅降低，直接影响了煤炭的消费情况。1—8 月份，受电力需求不足，来水较多等影响，全国火电设备平均利用小时为 3175 小时，比上年同期减少 138 小时。

煤炭市场需求不旺，直接导致了煤炭库存保持高位。今年以来，全社会煤炭库存均在 3 亿吨以上。其中煤炭企业库存超过 1 亿吨，8 月末达到 10100 万吨，同比增长 17%；重点发电企业存煤 7953 万吨，同比增长 25.3%，可用 23 天；主要中转港口存煤 4440 万吨，同比增长 8.3%。

1.3　煤炭进出口下降，褐煤进口仍较大幅增长

1—8 月中国累计进口煤炭 20176 万吨，同比减少 1130 万吨，同比下降 5.3%，而上年同期为增长 15.5%。1—8 月中国出口煤炭 393 万吨，同比减少约 149 万吨，下降 27.5%，降幅与上年同期持平。1—8 月净进口煤炭 19783 万吨，同比下降 4.7%。1—7 月褐煤进口 4175 万吨，同比增长 16.1%。

1.4　煤炭行业利润下滑，前景不乐观

煤炭行业投资下降。1—8 月，煤炭采选业完成固定资产投资 2992 亿元，同比下降 3.3%，而去年同期仅同比下降 1.6 个百分点，下降幅度增大，比今年同期全社会固定资产投资（不含农户）增速下降 19.8 个百分点。

煤炭企业成本持续增加、利润明显下滑。1—7 月规模以上煤炭企业主营业务收入同比下降 5.4%，利润同比下降 43.9%，煤炭企业亏损面超过 70%，部分煤炭企业出现了减发、欠发工资现象。煤炭行业风险加剧，前景不容乐观。

1.5　煤炭产能过剩明显，价格大幅下降

2012 年底，我国煤炭产能已经达到 40 亿吨，再加上“十二五”规划后三年将释放的煤炭产能约 11 亿吨，届时“十二五”末期我国煤炭产能将达到或超过 50 亿吨，笔者预估 2014 年底我国煤炭产能将达 48 亿吨。产能过剩明显，远超过需求，煤炭价格下降压力增大。

1.6　国际煤炭价格大幅下跌，市场不景气

2014 年以来，国际煤炭市场不景气，导致煤炭市场价格持续下降，以澳大利亚纽卡斯尔

港煤炭指数为例，由年初的 85.4 美元/吨，下降到 7 月底的 67.9 美元/吨，累计下降幅度 20.5%。同时国际海运价格下跌，澳大利亚港到广州港海运成本为 10 美元/吨左右，按汇率折合澳大利煤炭抵广州港的价格为 500 元/吨左右。

2. 鄂尔多斯、榆林煤炭及相关产业发展存在的问题

根据对鄂尔多斯和榆林两地的煤炭、煤炭发电、煤炭化工调研发现，两地目前的煤炭生产受到市场煤价太低的影响较大，鄂尔多斯超过一半数量的煤矿（主要是规模较小的、发热量较低的、缺乏市场竞争力的煤矿）停产，停产产量占总产量近 1/3。尽管榆林的煤矿因为发热量高，仍存在市场竞争力而停产煤矿较少，但整体的利润空间非常有限。尽管煤电因煤价下降而存在理论上的经济性，但由于我国电力供应过剩，2014 年以来煤电的全国发电小时数较低，加上两地电力外送通道建设滞后，外送能力不足的问题，即"窝电"现象严重。而煤化工市场的竞争因为产能过剩也处于低盈利甚至半亏损状态，尤其是两地缺水严重，目前反映出正在建设和规划项目的水资源落实依然存在问题，也存在对生态环境污染的风险。通过调研县市两级政府和走访厂矿企业发现项目审批方面存在的弊端，如：核准周期过长、厂矿违规提前开工和建设现象普遍、部门间的政策执行不一致等。

2.1 鄂尔多斯煤炭产业发展状况和问题

(1) 鄂尔多斯市煤炭及相关产业发展状况

经过多年的发展，鄂尔多斯市已经形成以煤为主，煤炭、煤电、煤化工等为一体的综合产业发展模式。

鄂尔多斯是我国产煤第一大市。全市 70%面积为含煤区，探明储量 1930 亿吨，占全国 13.6%。截至 2013 年底，全市生产煤矿 310 座，产能 5.4 亿吨/年。2013 年全市生产原煤 6.31 亿吨，同比下降 6%。2014 年上半年煤炭销量 2.54 亿吨，同比减少 1800 万吨，下降 6.7%。煤炭平均价格 238 元/吨，同比降低 44 元/吨，下降 15.6%。煤炭行业实现利润 227.9 亿元，同比下降 14.3%，煤炭行业利润占全市工业总利润的 75.1%。

截至 2014 年 8 月，鄂尔多斯市电力总装机 1535 万千瓦，其中火电装机 1422 万千瓦，占总装机的 92.6%，年耗煤量 3100 万吨。2014 年 1—8 月发电量 493.28 亿千瓦时，同比增长 13.2%，其中火力发电量 475.69 亿千瓦时，占 96.4%。全社会用电量 315.32 亿千瓦时，同比增长 10.68%。

截至目前，鄂尔多斯市煤化工产能约 890 万吨，其中煤制甲醇 410 万吨，煤制化肥 327 万吨，煤制油 142 万吨，煤制二甲醚 10 万吨，现代煤化工产能占 17%。2013 年煤制油产量 105 万吨、占全国的 71.4%，甲醇产量 351 万吨。全市在建的煤化工项目总规模 1304 万吨，其中煤制甲醇、制化肥、制精细化学品、制乙二醇、制烯烃、制气分别为 270 万吨、534 万吨、120 万吨、130 万吨、250 万吨和 16 亿立方米。

(2) 鄂尔多斯市煤炭及相关产业发展问题

当前煤炭价格走低，鄂尔多斯市煤炭发展问题也显现，煤炭产销量下降，调研表明，2014

年以来，尤其是6月份以来，鄂尔多斯市煤矿有30%处于停工状态。露天煤矿由于停工造成的损失相对较小，因此全市几乎所有露天煤矿都处于停工状态。另外，鄂尔多斯市煤炭产业链发展也有较大的问题，已建的煤化工项目以甲醇和化肥等为主，占煤化工总产能的70%以上，在建的项目中，传统煤化工也占65%以上。大多是初级加工为主，产业层次偏低、产业链短，污染排放大。

2013年鄂尔多斯市实际排放的SO_2已经超出内蒙古自治区核定的总量标准，排放的氮氧化物也接近自治区的总量标准。没有了排放空间，发展受环境容量制约严重。

此外，在调研中发现，鄂尔多斯目前的水资源保证很困难，拟建的工业项目缺少水资源的保障，而且环境问题(包括地面沉降、塌陷、植被破坏、水污染、固体废物等问题以及长期的环境欠账问题)严重。

2.2　榆林煤炭产业链延伸发展现状及操作的问题

(1) 榆林市煤炭及相关产业发展状况

榆林市是正在建设的国家能源化工基地。煤炭探明储量1447亿吨。截至2013年底全市共有生产、在建煤矿263处，产能3.8亿吨，2013年实际原煤产量3.38亿吨、占全国的9.1%。

榆林电力总装机1240万千瓦，其中单机30万千瓦及以上机组容量777万千瓦，占63%。其中西电东送电力为360万千瓦。

榆林已发展了兰炭、电厂、煤制甲醇、天然气制甲醇等化工项目。煤制甲醇产能180万吨、天然气制甲醇61万吨、聚氯乙烯130万吨，兖矿煤洁净综合利用、华电煤基芳烃项目均待建设。2013年全市兰炭生产2237万吨，电石生产167万吨、兰炭尾气发电装机近100万千瓦。

(2) 榆林市煤炭及相关产业发展问题

榆林的煤炭质量较好，低硫(小于0.8%)、低灰(7%～9%)、低磷(0.006%～0.035%)、中高发热量(6800千卡/千克以上)。尽管2013年以来煤炭价格随着国际国内价格走势下跌，但榆林市的煤炭销路仍比较好。由于质优价廉，榆林市煤炭相对更受欢迎，因此全市煤矿关停比例比鄂尔多斯小，但由于价格下跌，煤矿利润大幅减少，煤矿和榆林市政府为了增大利润，有扩大煤矿生产的想法和动力。

由于榆林市本身无法消纳更多的电力，加上外送电力通道小、项目建设进展缓慢，榆林市发展煤电、增大外送电力受阻。

另外，榆林地区严重缺水，地表水资源非常有限，难以支撑未来规划建设的大批煤化工项目。长期的快速发展带来的环境欠账问题严重，许多地区需要进行整治。

3. 产业链延伸发展折射出的深层次问题

3.1　以GDP为导向的负面影响

两地煤炭、煤电、煤化工发展过程中，地方政府在GDP考核驱动下，对煤炭、电力、煤化

工产品的市场前景和竞争力、市场容量、污染物排放与环境容量、水资源供应与用水指标限制等问题考虑欠周全，缺乏长远的战略前瞻性。以 GDP 为绝对的追求目标，甚至导致了部分项目只要开始动工，尽管可能并不盈利或存在银行坏账、呆账，但仍然要投产。而另一方面，项目动工后的投资、折旧等均被计入地方 GDP 的核算中，表面上抬高了 GDP，而实际上对地区经济发展没有正面效应。

3.2 项目审批制度存在的严重问题

调研中发现，一方面，许多项目在申请国家发改委路条、核准等过程中，耽误的时间非常久，给企业带来了巨额的交易和管理成本，甚至导致腐败问题。另一方面，许多企业一旦拿到路条（个别甚至在拿到路条前），即开始违规生产（或投产），在过去煤炭、电力、煤化工市场炒得很热的时候，这些现象比比皆是。这一方面反映出国家发改委项目审批时间过长，客观上企业被迫提前违规生产，另一方面也说明企业和地方追求项目的盲目性。这也是造成目前市场产能严重过剩的重要原因。

3.3 项目评价流于形式

尽管一个项目完全审批下来需要几十个公章，其中就包括技术经济评价部门、环保部门、水利部门、资源管理部门等对各类评价报告的批准、核准文件，但是，实际有的项目在评价过程中存在严重问题。一是项目缺乏明显的技术经济性和市场竞争力，但还要申请；二是环境影响评价往往起不到作用，项目一旦投产，环保问题随之而来；三是有的项目虽然拿到了路条甚至被核准，但实际项目运行中发现水资源不落实，导致地表水或地下水超采利用。

3.4 产业链单一导致企业亏损严重

调研发现，越是产业链单一的企业亏损越严重，比如，仅仅是生产煤炭的企业，尤其是生产劣质煤的企业，由于煤炭价格较前几年整体约下降 2/3，企业严重亏损，当前鄂尔多斯关闭了近一半的煤矿，占鄂尔多斯总产量的约 1/3。由于煤炭价格下降，相比之下，电力及煤化工成本下降，尽管煤电、煤化工产能过剩，但以神华集团为代表的煤炭产、运、港、电、化工一体化发展，抵御风险的能力明显要大，可以在一定程度平衡上下游盈亏。

3.5 电网体制性障碍问题突出

鄂尔多斯和榆林都具有煤炭就地发电的明显优势，但这些年来，由于发展了一批煤电项目和新能源发电项目，窝电现象非常严重。一方面直接反映了我国从西向东进行电力远距离输电的巨大需求，另一方面也说明我国全国性电网优化配置工作严重滞后，尤其存在于国家电网和内蒙古电力公司之间多年未解决的协调输电问题。这一体制性障碍直接影响着内蒙古电力并入国家电网的问题，这一问题已经成为内蒙古能源发展的瓶颈之一。

3.6　水资源制约明显

两地调研结果显示，在煤炭、煤电、煤化工发展过程中，均处于严重缺水的状态。鄂尔多斯和榆林"十二五"、"十三五"规划资料显示，规划的项目耗水量非常大，两地拟建项目一半以上没有落实水源。尽管鄂尔多斯也想出了其他解决水源问题的办法(如：黄河水置换)，但实际操作存在各种困难，而且会影响到农业灌区和有限的脆弱湿地生态环境。而增加地下水开采的余量也非常有限，因为两地的地下水位近年来一直在下降。所以，未来水是非常重要的发展制约因素。

3.7　存在长期环境欠账问题

鄂尔多斯和榆林两地目前的煤炭、煤电、煤化工发展在我国处于"青壮年"时期。经过多年的发展，对环境生态的影响非常明显，存在地面塌陷、沙化、草场受到破坏，大气污染、水污染、粉煤灰等固体废弃物污染，CO_2 排放增量大等问题。尽管也在治理中，但多年发展所累积的环境欠账问题严重。彻底的达标治理成本将非常昂贵，而且根据目前的项目规划和发展目标，未来的环境问题将进一步凸显。

4. 政策建议

4.1　必须改变 GDP 为导向的发展观

一是要彻底改革 GDP 考核制度，不但要考核经济发展指标，而且要增加社会发展和环境生态保护指标。以此作为考核地区发展快慢、优劣的完整考核体系。二是要从体制上改革地方干部任命制度，某些监管职能的部门要采取地方管理和上级部门一条龙管理相结合的办法，而且监管执法要保证不受到地方或中央部门的干扰，形成双体系监管制度。三是要严格控制某些地方政府和央企、国企不顾经济效益，盲目追求 GDP 而大上、快上项目。

4.2　改革项目审批制度，回归市场经济属性

政府应该制定好相关的法律法规、政策、规划，企业选择什么项目，要不要上马，决策权应该交给企业，从自主依据市场和自身发展出发。政府要做的其实是要做好监管(包括依据严格的经济评价、环境影响评估、社会发展方面的评估)，看看项目是否对地区经济发展和国家整体经济发展有利，是否符合环境保护的要求，是否对地区社会发展(如就业)有利等。

4.3　政府要做好统筹规划和评价工作

政府应该根据地区区位、资源、气候、市场、劳动力资源以及技术水平、环境特征，综合做

好统筹规划工作。要统筹经济、环境、社会发展三个方面，严格组织好项目前期评价工作，决不能让环境影响评价、国民经济社会发展评价流于形式。必要时，还可以发挥广大群众的力量，举行听证会，充分听取民众的声音，着力做好政府应该做的工作。

4.4 煤炭产业要注重一体化发展

煤炭、煤电、煤化工作为煤炭产业链延伸的基本类型，在发展过程中要做到因地制宜、因水制宜、因环境制宜、因市场制宜。尤其要重视煤炭生产和煤炭发电，因为这是最为成熟、最为可靠和最为简单的煤炭产业链延伸方向。而且煤炭和电力可以形成有效的市场风险平衡。对企业化解风险非常有利，所以要鼓励煤炭企业和电力企业联姻。

4.5 加快输电网建设，着力解决国网与内蒙古电力公司的体制性障碍

目前的电力输送网建设滞后已经非常严重，要突破电网的体制性障碍，尤其要突破国网与内蒙古电力公司的电网体制障碍，国家能源主管部门应该协调好两者的利益关系，采用并购或合并等方式，切实解决西部窝电问题。另外，要进一步采取各类灵活的输送方式，包括要扩大点对点市场的长距离输电模式。

4.6 将水资源作为煤炭产业链延伸发展的硬约束

西部地区进行煤炭产业链延伸发展受到许多因素限制，其中水约束最为突出。因此，在新上项目时，一定要客观、科学、准确评价是否有水的支撑，项目需要多少水，是否会对当地地下水、地表水产生严重影响。这些一定要严格把关，以可用水的多少作为确定项目规模的基础条件之一。

4.7 根据地区环境容量研究实施能源消费总量控制与污染物排放总量控制

要根据国家和地方功能区划的结果，研究计算各类地区的环境容量，以此作为污染物排放总量控制的基本依据，进而推算出能源消费总量控制目标，以此作为各地区煤炭产业链延伸发展的基本手段。也就是说，要将我国污染物排放总量控制制度和能源消费总量控制制度以及批准的国家和地方功能区划作为下一步发展的依据和前提。

“内蒙古自治区能源经济发展战略研究”课题组
执笔人[①]：杨玉峰、肖新建

① 感谢国家发改委能源所韩文科、张有生、李际、康晓文对本文的支持。

调研报告8　内蒙古自治区高比例发展可再生能源面临的挑战及对策建议

2014年11月1日

内容摘要：内蒙古自治区高比例发展可再生能源面临的主要问题包括：弃风限电突出、区内灵活调峰电源不足、调峰能力有限、蒙西电网电力过剩、外送风电等波动电源通道容量不足、已有政策不足以激励内蒙古地区的分布式光伏发展。建议应加强外送通道建设，扩大新能源消纳范围，研究制定新能源与火电相融合的机制并协调两者间的利益关系，探索新能源与工业能源消耗过程相结合的方式，建立优先新能源发电的电力运行调度机制，研究推进城镇化过程中新能源的深度参与方式和潜力，开展热电联产技术改造示范并为规模化发展提供技术支撑。

关键词：内蒙古自治区；高比例可再生能源

1. 中国可再生能源发展现状

1.1　资源条件

我国地域辽阔，自然条件千差万别，因此各类可再生能源资源在我国均有分布且资源量巨大，为可再生能源产业发展提供了资源条件。

(1) 风能

我国70米高度陆上风能资源技术可开发量达到25.7亿千瓦，主要分布在东北、华北、西北地区，这“三北”地区风能资源量占全国90%以上。近海100米高度海上风能资源技术可开发量约5亿千瓦。

(2) 太阳能

我国拥有丰富的太阳能资源，全国2/3以上国土面积年日照小时数超过2200，平均每年辐射到我国国土面积上的太阳能相当于17000亿吨标准煤。我国拥有130.8万平方公里沙漠(包括戈壁及沙漠化土地)土地资源，可安装500亿千瓦的太阳能发电装置。此外，我国城市可利用的建筑面积(包括屋顶与南立面)达200亿平方米，具备20亿千瓦太阳能发电的能力。

(3) 生物质能

我国生物质能资源十分广泛。生物质能资源主要包括两大类，一是工农业和生活中产生的各类废弃生物质，包括农作物秸秆、林业剩余物、畜禽粪便、城市有机生活垃圾和工业有

机废水；二是潜在的人工培育生物质资源，包括各类能源农作物、能源林木等。目前可规模化利用的生物质资源主要来自第一类。

1.2 发展现状

2013 年，我国风电、太阳能光伏新增装机量均位列世界第一，成为全球最大的可再生能源投资市场。至 2013 年底，可再生能源累计电力装机达到 3.8 亿千瓦，同比增长 17%，占全国总装机容量的 30%，全年可再生能源发电量超过 1 万亿千瓦时，占全国总发电量的 20%。其中，水电新增装机 2993 万千瓦，累计装机 2.8 亿千瓦，年发电量 8963 亿千瓦时；风电新增装机 1450 万千瓦，累计装机 7548 万千瓦，年发电量 1401 亿千瓦时；太阳能发电新增装机 1130 万千瓦，累计装机 1479 万千瓦，年发电量 87 亿千瓦时；生物质能发电累计装机 850 万千瓦；地热能海洋能发电装机 3 万千瓦，年发电量 1.5 亿千瓦时。

国家最新提出 2030 年非化石能源在能源消费中比重达到 20%的目标要求，并提出在 2030 年前必须达到碳排放的峰值。国内很多研究机构的研究结果表明，国家碳排放的峰值应该提高到 2025 年前后，才能真正实现国家的能源转型。为此，国内学术界基本达成了 2030 年以后，国家新增能源需求必须主要来自可再生能源，以及 2025 年前后，部分地区、部分行业的新增能源需求必须来自清洁能源的结论。为此，许多机构提出了可再生能源发展的战略目标，即到 2030 年，风电、太阳能发电要分别达到 4 亿千瓦，2050 年分别达到 10 亿千瓦的规模，甚至有更为乐观的研究结论。虽然目前国家还没有制定 2030 年、2050 年的远期发展战略，但 2030 年以后大规模发展可再生能源的思路已基本形成。

2. 中国发展高比例可再生能源面临的问题

随着我国可再生能源发展规模的不断扩大，在产业快速发展过程中也面临着诸多问题与挑战。

2.1 限电问题突出

2013 年，我国风电场由于“弃风限电”损失的电量高达 160 亿千瓦时以上，约占风电全部发电量的 11%。随着光伏电站数量的快速增加，更加剧了限电形势，不仅严重影响了发电企业的经济效益，同时也挫伤了投资者的积极性，并造成了大量的绿色能源的浪费。

2.2 适应风电发展的电力运行机制尚未建立

《可再生能源法》确定了强制上网制度和全额保障性收购制度，但是现行的电力运行管理方式不能适应大规模可再生能源并网运行的需求，电量分配仍然以传统的计划管理为主，电力辅助服务、需求侧管理、跨地区协调消纳风电等机制也因价格机制过于僵化而无法实现，新能源发电与常规能源发电以及供热之间产生了较大利益冲突却无从化解，电网企业固

于既有电力管理模式及盈利模式的束缚，无法真正产生接纳新能源的内在动力，这些因素都导致全额保障性收购无法落实，在新能源资源富集地区产生了日益严重的“弃风”“弃水”和“弃光”现象。

2.3 缺乏统筹规划协调

统筹规划协调性不足主要表现在两个方面，一方面中央和地方相关规划目标协调性不足，地方规划目标普遍高于国家规划目标，造成项目布局存在盲目性，产业发展面临无序化，同业间存在恶性竞争，这是各大开发商掀起以“圈风”“圈水”“圈秸秆”为特征的“圈地运动”的根源；另一方面是与其他相关行业规划协调性不足，如能源和电力规划，电源配置和电网建设配置等都没有充分考虑可再生能源发电发展规模和布局的需要，最终造成我国可再生能源发电的并网难和外送难的尴尬局面。

2.4 补偿资金不足

在可再生能源专项资金转为可再生能源基金以后，由于缺乏新的资金来源，可再生能源补贴资金的缺口不断扩大。尽管后来提高了可再生能源发电附加征收标准，暂时缓解了资金紧张局面，但从长远来看，如果延续现有的电力定价机制和补偿机制不变，我国可再生能源产业发展仍将面临资金不足问题，且将发展成一种制约产业发展的常态化因素。

3. 内蒙古发展高比例可再生能源发展面临的主要问题和挑战

内蒙古水能资源缺乏，仅占全国水电经济技术可开发量不足1%；但风能、太阳能资源丰富，风能约占全国风能资源的1/2，太阳能资源也仅次于西藏居全国第二位。至2013年底，全区风电并网容量1849万千瓦，占总装机容量的26.4%（不含点对网），其中并入蒙西电网容量1079万千瓦，并入蒙东电网容量748万千瓦，位居全国第一，风电年发电量376亿千瓦时，占全区总发电量的10%；太阳能总发电装机55万千瓦，位居全国第六。

尽管内蒙古在风电、太阳能等可再生能源发展上取得一定的成绩，但在发展高比例可再生能源过程中，仍面临着诸多问题和挑战。

3.1 弃风限电问题突出

2011年我国弃风问题逐步凸显，当年全国平均风电弃风率达11.5%，内蒙古弃风率高达29.3%，位居全国第一。伴随着风电并网容量的增加，2012年风电弃风问题进一步加剧，全国平均弃风率达17.1%，蒙东地区弃风率高达34%，仍居首位，蒙西地区弃风率以26%位居第三。2013年全国风电运行情况稍有好转，全国平均弃风率达11%，蒙西和蒙东地区弃风率也分别降至20%和12%，但弃风问题仍没有根本扭转。随着未来新能源的进一步发展，弃风问题仍将是制约风电、太阳能发展的主要问题（见图1）。

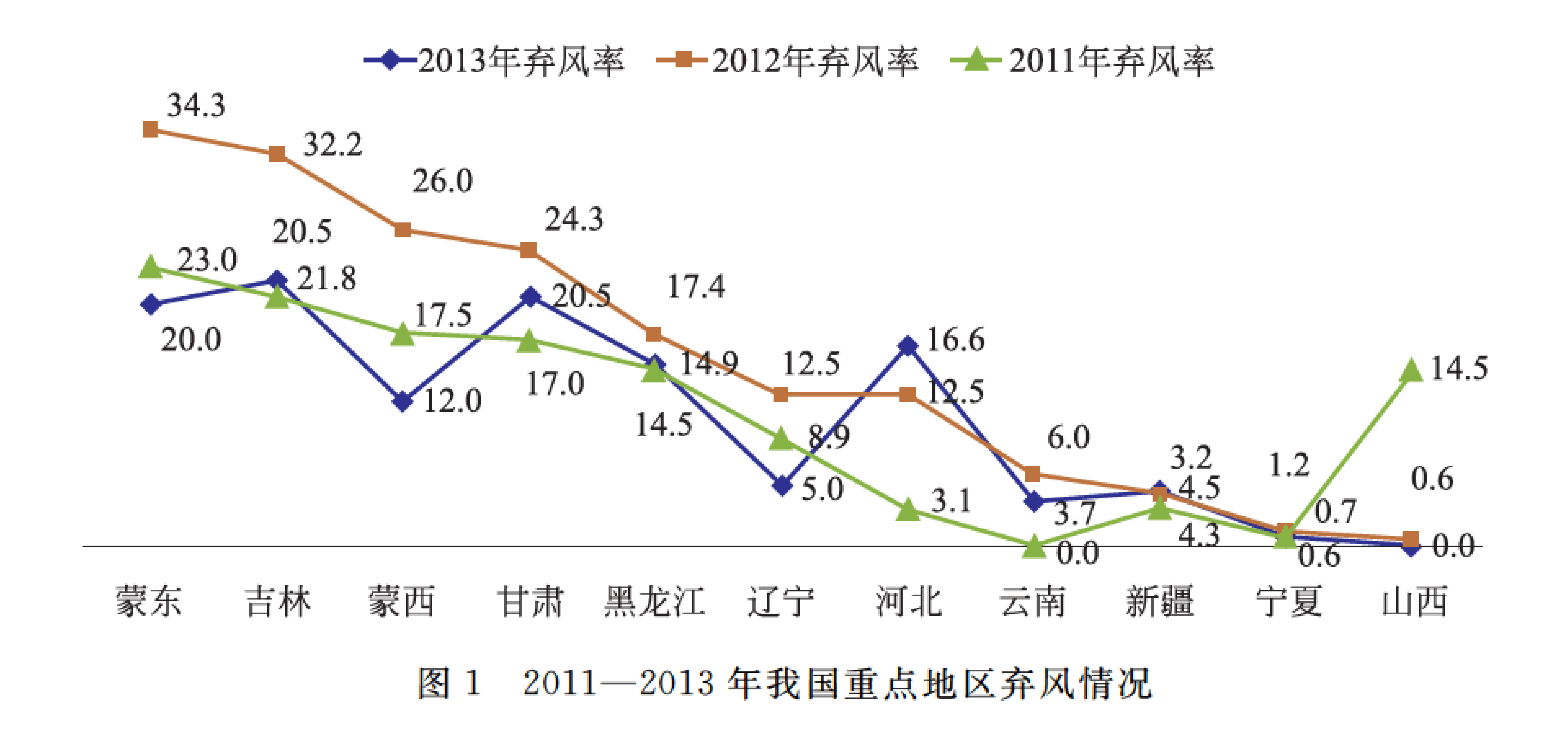


图 1　2011—2013 年我国重点地区弃风情况

3.2　区内灵活调峰电源不足，调峰能力有限

与全国总体电力结构相比，由于缺少水电资源，内蒙古的电力结构更加单一。在电源结构中，火电装机占比高达 76.5%，风电装机占 21.5%，水电装机仅占 1.3%，几乎不具有灵活调峰电源(见图 2)。虽然火电也具有一定的调峰能力，但由于内蒙古属于外送电力省份，有 1/3 的电力需要外送，区内负荷相对较小，特别是在供热期夜间负荷低谷时段，热电联产机组采用“以热定电”运行方式，造成电力供应本身过剩，调峰能力非常有限。

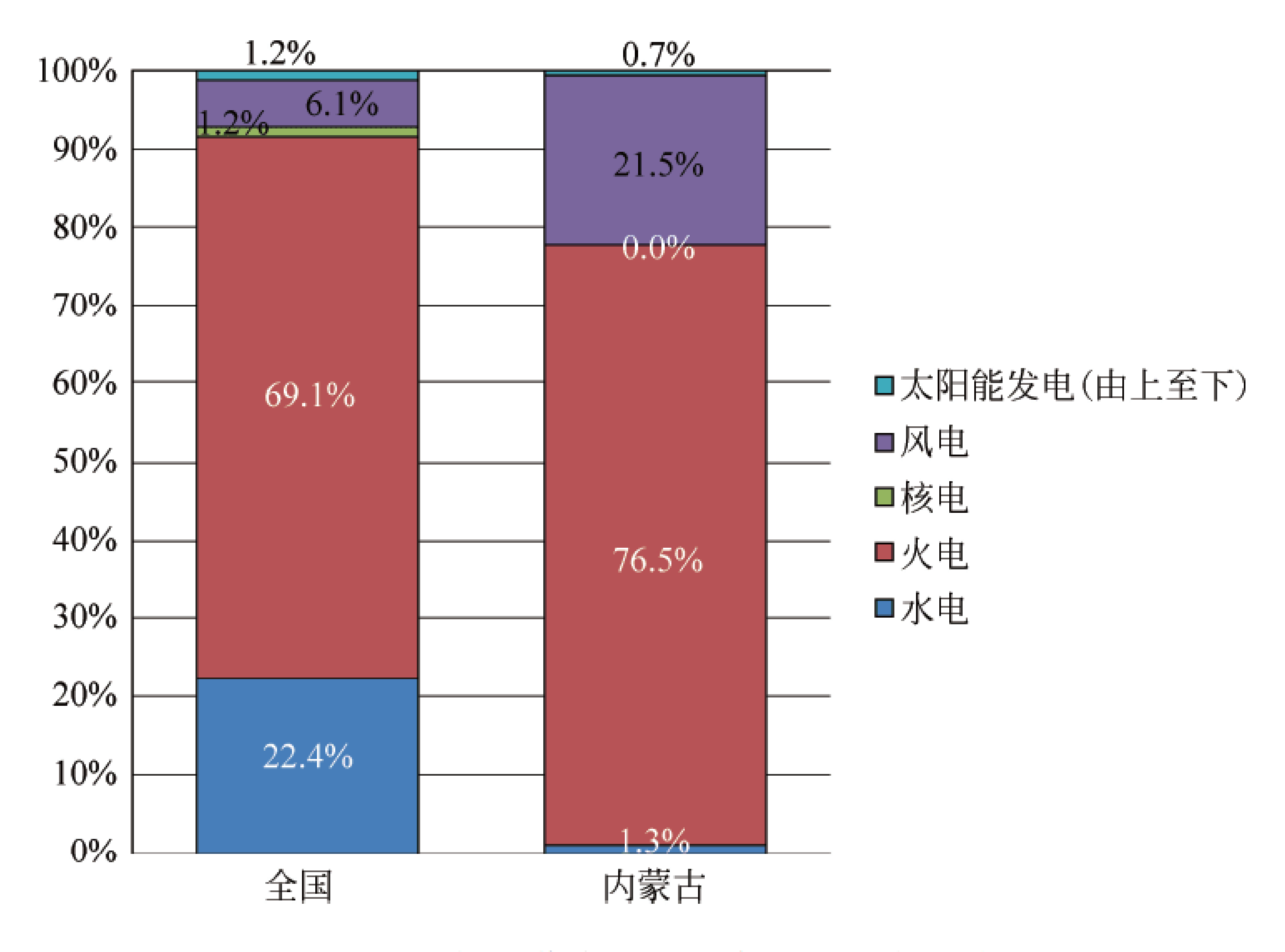


图 2　2013 年内蒙古和全国各种电源装机占比

3.3　蒙西电网电力过剩，外送风电等波动电源通道容量不足

内蒙古西部电网统调发电装机 4465 万千瓦，最高发电负荷 2400 万千瓦，即使在不考虑风电、光伏发电的情况下，富余装机也近 600 万千瓦。同时，尽管当前蒙西地区有 6 条外送电通道，外送电能力达 1500 万千瓦，但网对网通道仅有两条，送电能力为 390 万千瓦；其他四条只

是点对网通道，外送电能力约1100万千瓦，全部是外送火电，没有起到任何促进消纳风电等波动电源的作用。预计到2015年底，还将有约600万千瓦国家已核准或同意开展前期工作的火电、水电、抽水蓄能机组和大量风电、光伏发电并网，蒙西电网电力过剩情况短期内不会改变。

3.4　已有政策不足以激励内蒙古地区的分布式光伏发展

我国实施光伏发电分区电价和分布式光伏发电补贴政策，对分布式光伏发电实行全电量补贴的政策，电价补贴标准为每千瓦时0.42元。蒙西电网脱硫标杆上网电价按每千瓦时0.3004元执行，蒙东电网新投产燃煤机组上网电价按每千瓦时0.3064元执行，居民用电电价一般执行0.43元/千瓦时（部分地区居民用电试行阶梯电价政策），燃煤脱硫标杆电价和居民用电电价都比较低，加上每千瓦时补贴的0.42元，分布式光伏发电成本需控制在0.72～0.85元/千瓦时，与当前光伏发电平均成本0.90～1.00元/千瓦时相比不具备优势。因此，区内一般居民分布式光伏经济性较差，发展积极性受到较大限制。

4. 内蒙古自治区发展高比例可再生能源的对策和建议

可再生能源产业发展虽然遇到了一系列问题，但是这些问题是发展中的问题。长期看，我国可再生能源产业仍然有相当大的发展空间，从自治区层面来讲，要实现内蒙古高比例可再生能源发展，需要以改革创新精神，首先明确可再生能源在区内能源发展战略中的地位；其次对可再生能源产业发展中的突出问题进行系统研究，结合当地条件，提出有针对性的综合政策措施，加强可再生能源就地消纳；最后，需要加强外送通道建设，扩大可再生能源消纳范围。建议从以下方面着手。

4.1　加强外送通道建设，扩大可再生能源消纳范围

至2013年底，内蒙古全区风电并网容量1849万千瓦，占总装机容量的26.4%。如要实现可再生能源进一步的规模化发展，必须深入挖掘现有输电外送通道的便利条件，并在拟新建外送通道中，充分考虑优先可再生能源输送的综合技术方案。同时，应积极争取更大的风电发展规模和外送通道建设。

因此，在当前一定阶段内，内蒙古地区需要重点开展以下工作：

（1）开展区域协调，研究跨区消纳方案

充分利用华北电网优势，积极与华北电网协调，研究通过临时交易或协商改变合同等方式，帮助区内消纳低谷风电电力。如在加强风电功率预测基础上，将风电年度可发电量纳入系统电量平衡及年度发电计划的制定；根据风电功率短期预测结果和两端负荷情况，对部分时段的送电曲线进行灵活调节，优化调度运行方式，帮助区内消纳低谷风电，实现更大范围的风电消纳。

（2）做好清洁能源基地规划和建设

结合国家提出的通道建设方案，统筹考虑煤炭资源、水资源和生态环境支撑能力等因

素，提出科学合理的火电项目规划建设方案；同时，加强可再生能源资源评估和项目选址，按照可再生能源优先，在确保电力系统安全稳定运行和项目建设经济性的基础上，以送出电量中清洁能源占比最大为原则，做好可再生能源基地规划和建设工作，提出科学的风电、光伏发电项目建设方案，保障清洁能源基地科学有序建设。

(3) 推进输电工程建设，探索高比例可再生能源外送

加强输电工程的前期论证工作，积极推进外送输电工程建设，结合哈密至郑州800千伏特高压直流输电工程主要技术经济指标，统筹考虑地区火电、水电、可再生能源发电和电网发展，统筹考虑送端、受端电网的调峰能力，在现有国家已批复的锡盟-山东、锡盟-江苏、蒙西-山东、蒙西-天津四条特高压外送通道中，以可再生能源为主、火电为辅的思路，研究制定较高比例可再生能源占比的工程建设方案，确保可再生能源电力的全额上网和可靠送出。

(4) 提出内蒙古大规模风电的发展战略

进一步开展风电资源核查工作，开展大规模风电外送的风电场优化配置方案及输电线规划方案技术经济性等研究，争取实现到2030年内蒙古规划建设230GW大型风电基地并向华北、华东电网送电的战略方案。

4.2 分析可再生能源与火电相融合的机制，研究协调两者间的利益关系

建议在现有的电力多边交易基础上，分析可再生能源与火电融合机制，研究协调两者的利益关系，做好计划模式向市场模式的过渡转变。

(1) 开展可再生能源与火电协调运行技术经济性研究

开展火电与可再生能源的联合调度运行示范，结合风电预测预报工作，探索风火联合调度运行技术；研究火电与可再生能源的优化运行方式下的技术经济性。

(2) 研究火电与可再生能源协调运行机制

结合负荷侧需求管理手段，提出适应可再生能源发电特性的峰谷电价、分时电价等政策管理措施；在此基础上，通过研究发电权交易、电力辅助服务等方式，探索火电与可再生能源协调运行机制。

4.3 探索可再生能源与工业能源消耗过程相结合的方式

研究可再生能源发电特性等，探索寻求对电量连续性、电能质量要求较低，可直接与可再生能源发电特性相匹配、或采用较少储能等技术手段可直接利用可再生能源电力的工业耗能企业，如利用风电制氢、可再生能源发电供热等，增加可再生能源在工业能源中的消耗比例，扩大可再生能源的消纳范围。

4.4 建立优先可再生能源发电的电力运行调度机制

风电、太阳能等可再生能源发电虽然存在着波动性和间歇性的特点，但随着气象观测手段的不断完善，以及风电、太阳能发电功率预测能力的不断提高，对不同时间尺度下可再生能源发电出力特性的预知水平也不断提高。因而，可在开展风电、太阳能发电功率预测预报

技术研究等工作基础上，研究可再生能源调度新技术，深度挖掘火电调峰能源，进一步优化电力系统的电力、电量平衡方式，探索调度新模式，建立优先风能、太阳能发电的电力运行制度。具体可开展以下工作：

（1）将风电功率预测预报纳入电力调度运行的应用示范

选择合适的区域，结合风电场历史运行数据、测风塔观测数据、地形地貌等数据，分析优化各种功率预测方法，提高调度端风电功率预测结果的精度；分析将日前预测结果及4小时超短期预测滚动结果作为调度运行的依据。

（2）制定优先可再生能源发电的电力运行调度制度

在开展相关示范研究基础上，研究制定自治区优先风能、太阳能发电的电力运行调度制度，提出与气象部门开展合作的机制，进一步明确区域内风电场、光伏电站的历史运行数据和风资源观测数据上报格式及上报途径等工作要求，研究提高风电、太阳能发电功率预测精度的工作思路，明确中长期、短期、超短期预测结果作为发电计划制定依据的管理技术要求，将可再生能源发电的“容量”和“电量”效益都纳入发电计划管理。

（3）建立风电场发电受限认定制度和争议协调解决机制

将风电功率预测结果作为风电场发电计划曲线的制定依据，明确风电场“保障性”收购的基准；建立风电场发电受限认定制度，对未执行可再生能源发电优先上网和全额保障性收购有关规定造成的风电并网运行受限电量采取经济赔偿等措施；针对编制的风电发电计划、电网运行接纳风电存在技术限制、受限电量认定等问题，建立争议协调解决机制。

4.5　研究推进城镇化过程中可再生能源的深度参与方式和潜力

当前国家在大力推进城镇化建设，许多小城镇在发展过程中将新增大量的能源需求。针对内蒙古风能资源和太阳能资源非常丰富的特点，建议在小城镇规划、设计、建设等阶段，结合当地的资源条件，积极探索可再生能源在小城镇建设中的应用方式和潜力，如：采用城市街道采用风光互补路灯，居民屋顶安装太阳能供热水、安装智能电表增加负荷侧相应能力等，不断挖掘可再生能源在小城镇中的应用，加大可再生能源的深度参与能力。

在小城镇建设过程中，当前利用可再生能源技术比较成熟的包括“清洁电力供暖”，满足居民的冬季供暖。从内蒙古和吉林两地组织实施的7个风电供暖示范项目来看，风电供暖既减少了煤炭消费，改善了居民生活环境，还充分利用了清洁的电力增加了电力负荷，减少了风电弃风，增加了清洁能源使用，是促进风电消纳、实现节能减排、治理大气污染的有效手段。

内蒙古作为国家重要的能源输出基地，未来也将会面临严峻的环境问题。建议把风电供暖作为风电开发利用的重要方面，在小城镇建设中根据当地条件，加快推进新建小区的风电供热。

城镇清洁电力供暖的重点工作包括：

（1）探索高效风电供热技术，建设运营模式和相关政策体系。开展电蓄热锅炉制热和储热技术研究，优化热力站技术方案；开展热力站电蓄热锅炉与风电场的联合调度运行示范，实现风电场和热力站的统一调度；探索有效提高供热效率和经济性的运营模式，研究制定峰谷电价等保障措施，进一步落实风电供热扶持政策。

(2) 做好风电供暖地方规划,积极推广。建议结合小城镇建设规划、规模、风电场规划建设等,提前筹划风电供热项目,制定风电供暖目标,加快推进风电替代燃煤小锅炉和新建小区供暖。

4.6 开展热电联产技术改造示范,为规模化发展提供技术支撑

内蒙古电源结构主要以火电结构为主,特别是热电联产机组比重较高,缺乏燃气发电和水电等更加灵活的电源。热电联产虽提高了燃料利用效率。但由于热电联产机组“最小技术出力”较高,调峰能力受到了很大限制,制约了风电等可再生能源的发展。

在国外风电发展比例较高的国家,都具有较完善的提高热电联产机组灵活调节能力的技术手段。如丹麦风电已在电力消费比例中占比30%,丹麦所有大型热电联产机组都对传统设备进行了改造,新配备了电热锅炉、热泵和储热罐等设备,目的是在系统内电力过剩时,通过电热锅炉和热泵将过剩电力以及风电转换为热能输往地区供热系统;当热能过剩时,将多余的热能存储在储热罐中,用于调节高峰热负荷,以提高风电大发季节的负荷调节能力。

针对内蒙古冬季供热的刚性需求,以及缺乏灵活调节电源且风资源丰富等特点,建议开展热电联产技术改造示范,增加热电联产机组灵活性,为下一步风电等可再生能源的规模化发展提供有力支撑。

(1) 研究热电厂技术改造设计方案。开展供热机组灵活运行的技术创新,并参照丹麦的成功经验,研究相关装备设计、制造及系统集成和运营技术;研究增加电锅炉、储热罐等配套设施,提高热电厂出力灵活性的可行方案。

(2) 开展热电厂供热、发电调度运行机制,分析示范项目的技术经济性及运行机制和保障措施。探索建立供热机组与可再生能源发电联合调度运行策略,在此基础上研究提出相关经济激励政策,合理确定可再生能源电力、热力的价格机制,实现技术和应用模式的创新。

“内蒙古自治区能源经济发展战略研究”课题组
执笔人:高虎、王红芳

调研报告 9 “十三五”时期内蒙古周边电力供需形势变化及对策建议

2014 年 11 月 5 日

内容摘要：“十三五”时期，我国经济进入“新常态”，京津冀经济转型加速，高耗能产业逐步退出，电力需求增速明显下降。山西、陕西、东北等周边能源资源省份电力供给宽松，谋划供给华北市场的意愿增强，河北开始谋划通过布局核电等清洁电源保障电力安全。在未来经济进入新常态、煤炭消费总量受到严格控制的重大的历史转折期，如不能在“十三五”时期准确研判形势，将很可能长期陷入初级产品部门异常繁荣而导致其他部门衰落的“荷兰病”。因此，需明确战略定位，加强外送通道，统筹产业布局，即明确华北清洁电力战略基地，增强清洁能源比例；加快内蒙古电力外送通道建设，优化电力输出结构；统筹高载能产业布局，发挥内蒙古资源能源综合优势。

关键词：内蒙古自治区；电力供需

“十三五”时期，京津冀鲁经济增速进入 6%～8%的次高速通道，电力需求增速放缓，同时受煤炭消费总量控制、大气污染防治计划等一系列政策因素影响，华北地区电力需求出现变化，需在此外部形势变化下，对内蒙古周边的电力供需形势进行准确研判。

1. 京津冀鲁电力需求增速放缓，维持在稳定的次高速

我国北京及其周边地区（北京、天津、河北、内蒙古、山西、山东）占全国煤炭消费 1/2。京津冀鲁煤炭消费约 7.4 亿吨原煤，其中约 3/4 依靠外省调入。2012 年京津冀鲁电力消费总计约 8100 亿 kW·h，其中约 1900 亿 kW·h 需从外省调入，约占电力需求的 23%，未来电力增速将保持 5%～8%。

1.1 宏观经济增长形势保障区域电力增速超过 5%

从 2012 年各地 GDP 增速看，北京、天津、河北、山东，GDP 增速分别为 7%、13.8%、9%、9.8%。进入“十二五”后期，受我国经济增速放缓、产业结构调整等因素影响，各省 GDP 增速将有所放缓，但北京、河北、山东 GDP 增速仍将在 6%～8%之间、天津受国家改革试验区政策性因素影响，金融、贸易等第三产业对 GDP 增速有较强的支撑作用，因此未来 GDP 增速也将保持在 10%左右。依据各区的电力弹性，各省电力需求增速仍将保持在 5%～8%。

1.2 加快淘汰落后产能将显著减少煤炭及煤电的需求

京津冀鲁要提前一年完成国家下达的“十二五”落后产能淘汰任务，对未按期完成淘汰任务的地区，严格控制国家安排的投资项目。2015—2017年，结合产业发展实际和环境质量状况，加大执法处罚力度，将经整改整顿仍不达标企业列入年度淘汰计划，继续加大落后产能淘汰力度。对布局分散、装备水平低、环保设施差的小型工业企业进行全面排查，制定综合整改方案，实施分类治理。北京市，到2017年底，调整退出高污染企业1200家。天津市，到2017年底，行政辖区内钢铁产能、水泥（熟料）产能、燃煤机组装机容量分别控制在2000万吨、500万吨、1400万千瓦以内。河北省，到2017年底，钢铁产能压缩淘汰6000万吨以上，产能控制在国务院批复的《河北省钢铁产业结构调整方案》确定的目标以内；全部淘汰10万千瓦以下非热电联产燃煤机组，启动淘汰20万千瓦以下的非热电联产燃煤机组。“十二五”期间淘汰水泥（熟料及磨机）落后产能6100万吨以上，淘汰平板玻璃产能3600万重量箱。山西省，到2017年底，淘汰钢铁落后产能670万吨，淘汰压缩焦炭产能1800万吨。山东省，到2015年底，淘汰炼铁产能2111万吨，炼钢产能2257万吨，钢铁产能压缩1000万吨以上，控制在5000万吨以内；到2017年底，焦炭产能控制在4000万吨以内。

1.3 严格环境及产业标准将进一步限制煤炭及煤电的使用门槛

京津冀及周边地区不再审批钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃、船舶等产能严重过剩行业新增产能项目。京津冀鲁不再审批炼焦、有色金属、电石、铁合金等新增产能项目，北京、天津、石家庄、唐山、保定、廊坊、太原、济南、青岛、淄博、潍坊、日照等12个城市建设火电、钢铁、石化、水泥、有色金属、化工等六大行业以及燃煤锅炉项目，要严格执行大气污染物特别排放限值。

2. 京津冀鲁区域在“十三五”时期清洁电力供应能力有限

2.1 可再生能源及天然气替代潜力有限

京津冀鲁将大力发展可再生能源，但替代能力有限。新建建筑推广使用太阳能热水系统，推动光伏建筑一体化应用。既有建筑“平改坡”时，鼓励同步安装太阳能光伏和太阳能热水器。到2017年底，京津唐电网风电等可再生能源电力占电力消费总量比重提高到15%，山东电网提高到10%。北京市煤炭占能源消费比重下降到10%以下，电力、天然气等优质能源占比提高到90%以上。尽管如此，从资源潜力及技术经济性看，可再生能源潜力有限，至2017年，可再生能源仍然需要一定程度的补贴，难以成为自由竞争的市场主体，在能源供给方案中，难以成为有份额的解决方案。

除京津外，大部分地区难以承受天然气的高成本。京津冀鲁新增天然气优先用于居民用气、分布式能源高效利用项目，以及替代锅炉、工业窑炉及自备电站的燃煤。到2017年底，北京市、天津市、河北省和山东省现有炼化企业的燃煤设施，全部改用天然气或由周边电

厂供气供电。从气源供应能力看，2020 年前，我国天然气对外依存度从 24%增加到 40%。国内天然气价格长期低于亚太市场价格，国外气的大量进口，将必然持续推高国内天然气价格。除北京、天津特大城市具备通过一定政府补贴的条件外，大部分地区难以承受天然气的高成本，仍需依靠煤电清洁利用或外来电。高成本天然气更多在交通方面实现替代，对煤电的替代能力有限。

2.2　京津冀鲁区域清洁电力短缺的态势在“十三五”时期难以解决

京津冀一体化规划进入实操阶段，随着“一小时经济圈”的快速发展，京津冀电力需求得到稳定的支撑。然而河北省难以与北京、天津享受更多的政策优惠，也不具备支持本省清洁电力的财力，将面临电力短缺的风险。尽管河北在谋划沧州核电项目，但核电在 2022 年前难以投产。在此之前，京津冀鲁区域的清洁电力始终面临紧绷态势。特别是遇到极端天气，将不得不依靠关闭本省的耗能产业，以及部分煤电机组，来满足大气质量的要求，这对于京津冀一体化的产业布局将产生持续而深远的影响。

3. 紧张的供需形势使华北地区长期存在用电缺口，需要外调

按照国家要求，完成节能降耗目标。到 2017 年底，通过淘汰落后产能、清理违规产能、强化节能减排、实施天然气清洁能源替代、加强新能源利用等综合措施，北京市、天津市、河北省和山东省压减煤炭消费总量 8300 万吨。其中，北京市净削减原煤 1300 万吨，天津市净削减 1000 万吨，河北省净削减 4000 万吨，山东省净削减 2000 万吨。

北京减量超过 50%，天津减量超过 20%，两直辖市结构节能的潜力有限，将在未来 5 年内进一步加强对天然气及外来电的依赖；河北、山东两省分别减少原煤消费的 14%、5%，通过淘汰落后产能、清理违规产能、强化节能减排可以实现一部分煤炭削减任务，因为较高的天然气价格及两省较低的经济承受力，剩余削减量将不得不依赖外来电实现替代。

3.1　京津冀鲁煤炭总量及调入情况

1. 京津冀鲁煤炭需求将下降。上述区域消费 7.4 亿吨原煤，减少 8500 万吨。

2. 外省调入量将出现下滑，调入量将减少 10%～15%。目前，京津冀鲁区域外省调入量约 5 亿吨，至 2017 年上述区域调入量将有所减少。

3.2　京津冀鲁电力总量及调入情况

(1) 电力需求将持续增加，电力增速在 5%～9%。综合考虑我国宏观经济形势及京津冀鲁城镇化、工业化发展趋势，四区域电力整体仍保持增长态势。其中，河北不可避免地出现电力增速下滑，山东、北京、天津电力有强劲增长潜力，各省市电力增速在 5%～9%。

（2）京津冀鲁外来电供应比例将持续升高。四区域将从目前23%增长到26%～30%。具体提升比例，取决于电网外送通道的建设情况。

4. 政策建议

4.1 统筹国家能源生产力布局，加大内蒙古作为华北地区清洁能源基地建设力度

进一步提升内蒙古华北清洁能源基地的战略地位。考虑其丰富的煤炭、风能、太阳能等清洁能源资源，建议将其进一步定位为供给华北的综合性、战略性清洁能源基地，为华北地区提供优质的清洁电力。制定内蒙古自治区清洁电力基地建设和发展规划。建议国家发改委协调相关部门，从产业布局、节能减排、电网建设、信贷投资、建设用地等方面，进一步加大对清洁电力基地的支持力度。

4.2 加快外部通道建设，大幅提高煤电外送比例

提高电力外送占能源输出的比例。逐步从“在地上运煤”，转为“空中走电”，从根本上改变目前内蒙古煤炭外送的高比例实物输出的不合理局面。提高内蒙古电力长距离、高效率的外送电网能力建设。加快建设直流特高压项目，尽快批复长滩、锡盟、上海庙、准格尔等多个直流特高压项目，以直流特高压输电项目示范，逐步探索形成网对网、点对网等多种形式相结合的电网骨架结构。

4.3 切实加强对内蒙古清洁电力基地的支持力度

进一步扩大内蒙古清洁电力的比重，配套风电、光伏、储热等一系列配套机制。建立对开发商、电网、用户多方共赢的风电开发机制，保持风电开发的可持续性。扭转一味追求风电装机容量提高的现象，在考虑消纳能力的情况下，从追求速度向追求质量转变，从追求装机容量向追求风力发电量转变，从集中大规模开发向大规模开发为主、分散开发为辅转变，鼓励分散式开发，施行大中小相结合。重视风电产业技术进步，加强风电机组核心技术研发，实施技术内生，以规模化带动装备制造产业化和风机技术进步，进一步提高风电机组故障穿越能力、有功及无功功率调节能力、主控系统及变流器关键零部件等技术性能，尽快适应建设电网友好型风电场的需要。

4.4 统筹高载能产业布局，发挥内蒙古资源能源综合优势

根据各地资源禀赋、环境容量和产业特点，合理安排高载能产业的空间布局。做好规划，严格项目审批，鼓励能源资源丰富地区更多发展符合节能减排标准的高载能产业，抑制

缺电少能地区高载能产业发展，促进高载能产业布局与资源禀赋、环境承载力空间布局相适应。突出国土空间优势和环境容量优势，凭借丰富的硅、有色金属、黑金、稀土等丰富的矿产资源，提高矿产资源综合开发利用水平，延伸产业链，提升产业附加值。

“内蒙古自治区能源经济发展战略研究”课题组

执笔人：杨玉峰、康晓文

调研报告 10　解决内蒙古自治区电网“窝电”问题的政策建议

2014 年 11 月 5 日

内容摘要：内蒙古自治区电网“窝电”主要问题包括：蒙西电网电力过剩、可再生能源发展迅速，蒙东电网发展落后，尚未形成统一的省级电网且负荷密度低，投入产出比不高，经营压力大。建议通过合理规划电力产业发展战略，加快风电并网进程，推进我国电力体制和市场化改革，优化电源结构，将智能电网作为清洁电力发展支撑平台，提高电网外送能力，以此破解窝电难题。

关键词：内蒙古自治区；电网“窝电”

目前，内蒙古特高压外送通道项目已通过国家发改委和国家能源局讨论，并且上报到国务院待批。国家第一期提出在内蒙古建设的 4 条特高压外送通道，分别是：锡盟-山东、锡盟-江苏、蒙西-山东、蒙西-天津，这四条特高压外送能力为 3100 万千瓦，配套电力装机 4200 万千瓦，其中包括 600 万千瓦的风电装机，总投资约在 2673 亿元，4 条特高压外送通道同时启动，目的就是要解决作为我国重要能源基地的内蒙古自治区装机富余导致的“窝电”问题。关于“窝电”，一种较为正式的解释是，发电机组、发电厂或局部电网由于联结元件的限制，造成部分多余出力不能向系统输送，便形成了电网“窝电”现象。窝电至少包含两层含义：一是电源富余，二是电量无法外送出去。两者共同造成特定区域内电力供大于求的局面。

内蒙古自治区电网分为蒙西和蒙东两部分。目前，蒙西电网已经具有“三横四纵”500 千伏主干网架结构，同时与华北电网通过 2 条 500 千伏交流通道相连，220 千伏分地区配电网也已基本形成。蒙东电网的 4 个盟市电网已分别并入了东北电网，但蒙东电网主网尚未形成统一的网架结构。蒙西地区主要有 6 条外送电通道，外送电能力合计约 1500 万千瓦；蒙东地区主要有 6 条外送电通道，外送电能力合计约 1055 万千瓦。内蒙古电力严重依赖外调，2013 年外调电力占总发电量的 40.15%，比 2012 年增长 1 个百分点。2013 年内蒙古区内电力消费量 2181.9 亿千瓦时，外调电量 1453.52 亿千瓦时。如此严重依赖外调的电力结构造成了内蒙古对外送通道的需求。而蒙东和蒙西两家电网的融合成为阻碍内蒙古电力送出去的最大问题。

电网建设滞后，窝电现象严重。电力市场的载体是电网，电网有多大，市场就有多大。内蒙古电网归自治区管理，与国家电网公司的关系是完全独立的电网企业关系，内蒙古电网供电区域内的电力市场与国家电网区域的电力市场是两个完全独立的电力市场。因此，内蒙古电网区域内上网的电厂所发电力除少数“点对网”直接送电厂外，其余原则上应由内蒙古电网包销。虽然内蒙古电力公司在发展中不断扩大电网建设，增加了一定的售电量，但内

蒙古自治区内的经济社会对电力需求的增量与内蒙古电网区域内近几年投产的发电装机相比只是个零头，所以出现了大约48%机组不能正常运行，导致大量的“窝电”现象。

1. 内蒙古自治区电网现状

1.1　蒙西电网现状

截至2013年底，蒙西电网拥有35千伏及以上等级变电站828座。其中，500千伏变电站20座，变电容量3255万千伏安，500千伏输电线路4511公里；220千伏变电站116座，变电容量3856.5万千伏安，220千伏输电线路11840公里；110千伏变电站326座，变电容量2436万千伏安，110千伏输电线路11345公里。目前，内蒙古电网拥有丰泉-万全、汗海-沽源-平安城2个向华北电网送电的通道，共计4回500千伏“网对网”东送华北电力通道，外送电能力395万千瓦。到2013年底，蒙西电网西电东送电量累计达到2670亿千瓦时。

截至2013年底，蒙西电网拥有统调6000千瓦以上发电厂254座，装机容量4670.5万千瓦；但最大发电负荷仅2616.5万千瓦；最大供电负荷1942.4万千瓦，电源负荷比达到两倍，近一半发电设备得不到高效利用。其中，区内最大供电负荷1571.2万千瓦，东送华北电网最大负荷446.4万千瓦。

1.2　蒙东电网现状

截至2013年底，内蒙古电网已投运500千伏变电站6座，变电容量900万千伏安，线路长度3261公里；220千伏变电站50座，变电容量853万千伏安，线路长度6747公里；110(66)千伏变电站441座，变电容量880万千伏安，线路长度14880公里。现有14个送电通道，即：2回伊敏电厂-冯屯变500千伏交流线路（205万千瓦）；2回科尔沁-沙岭500千伏交流线路及3回220千伏宝龙山-长岭，城园-双辽，通辽-梨树交流线路(280万千瓦)；2回青山-燕南、2回青山-北宁500千伏交流线路(270万千瓦)；2回兴安-甜水500千伏交流线路(5万千瓦)；1回伊敏-穆家500千伏直流线路(300万千瓦)。

截至2013年底，蒙东电网装机2344万千瓦，其中：东北直调电厂1286.3万千瓦；地调电厂1057.8万千瓦(蒙东调度未正式执行调度职能，地区电厂全部由东北分部调度)。统调机组中火电装机1553.1万千瓦，风电装机747.9万千瓦，水电装机32.7万千瓦，太阳能光伏机组5万千瓦，生物质机组5.4万千瓦。

2. 内蒙古自治区电网问题

2.1　蒙西电网存在问题

(1) 蒙西电网存在电力过剩问题

目前，内蒙古西部电网统调发电装机4465万千瓦，最高发电负荷2400万千瓦，富余装

机近 600 万千瓦(不考虑风电、光伏发电)。2012 年,蒙西电网火电机组利用小时数为 4856 小时,低于全国平均水平 100 小时;2012 年风电利用小时数 1984,弃风比例超过 10%。

造成蒙西电网电力过剩的主要原因在于:一是"网对网"送电通道多年没有增加,外送电力无大幅度增长。二是风电装机容量和发电量增长迅速。三是网内用电市场增长低于预期。预计到 2015 年底,还将有约 600 万千瓦国家已核准或同意开展前期工作的火电、水电、抽水蓄能机组和大量风电、光伏发电并网,蒙西电网电力过剩情况短期内不会改变。

(2) 可再生能源发展迅速

蒙西"窝电"固然有火电机组增长过快,电源外送通道容量不足的问题,但近几年风电的"大干快上"也是重要因素。内蒙古自治区地域辽阔,风能资源丰富。全区风能技术可开发容量超过 14.6 亿千瓦,占全国陆地风能资源储量的 50%以上,居全国首位。

到 2013 年底,蒙西电网风电装机总容量已达 1104 万千瓦,三年新增装机 474 万千瓦,风电装机占全国风电装机总量的 14.6%,占全网总装机的 23.6%。2013 年,全网风电发电量 219.77 亿千瓦时,同比增长 23.3%,占全国风电发电量的 15.7%,占蒙西地区全社会用电量的 13.1%。目前,风电并网线路已达 109 条。2013 年在风电装机 1104 万千瓦的情况下,风电平均利用小时达 2188 小时,同比增长了 204 小时,较全国风电平均利用小时高 108 小时。

蒙西地区太阳能光伏发电快速发展,截至 2013 年底,蒙西电网已并网运行太阳能光伏电站达 43 座,容量 130 万千瓦,三年累计光伏发电量 7.7 亿千瓦时,其中 2013 年光伏发电量达 5.81 亿千瓦时。已并网运行生物质电厂 3 座,容量 6.6 万千瓦,2013 年累计发电量 3.86 亿千瓦时,同比增长 35.4%。

2.2 蒙东电网存在问题

(1) 蒙东电网发展落后

规模增长、输变电设备的更新与经济社会发展、电源增长不同步,电网全方位落后。电网投资能力和可持续发展能力不足,电网建设难以满足地方经济发展需求。

蒙东电网(特别是呼伦贝尔、兴安电网)500 千伏网架安全稳定水平较低,220 千伏网架布点不够完善,配电网处于落后状态,设备老化、可靠性低、安全隐患多、电能质量差,导致供电能力不足,迫切需要进行大规模的电网资金建设、改造投入。

(2) 蒙东尚未形成统一的省级电网,各盟市电网互供互济能力严重不足,电力富余和地区用电困难同时存在

蒙东电网 500 千伏变电站布点少,以 220 千伏变电所为枢纽点形成放射状 66 千伏电网供电结构,供电半径过大,局部过负荷和低电压等电能质量较差。同时蒙东电网属于"大电源、小负荷"外送型电网,电力"供大于求"的局面短期内很难改变,随着大型煤电基地建设以及大规模风电接入,安全稳定问题严重,电力外送能力严重不足,大型火电机组出力不足,风力机组长时间"弃风",造成严重的"窝电"现象,蒙东电网消纳问题将日益突出。与此同时,受制于地区电网网架薄弱,设备落后等因素,部分边远地区用电困难,存在着供电"卡脖子"问题,窝电、限电问题同时存在且日趋突出。

（3）负荷密度低，投入产出比较低，经营压力大

蒙东地区地域辽阔，资源丰富、人口稀少、经济欠发达，电网项目多为改善电网网架，提高供电能力和供电可靠性的基础设施建设项目。由于电网建设、投产需有一段时间间隔，巨额的电网投入不可能在短时间内产生明显的经济效益，这也在一定程度上影响了后续投资的额度，对企业长期的经营发展也将造成一定的负面影响。

3. 内蒙古自治区电网发展目标及思路

3.1 蒙西电网发展目标

继续加强和完善蒙西电网 500 千伏主干网架，逐步形成“五横六纵”的 500 千伏网架结构。到 2020 年电网 500 千伏变电容量将超过 7500 万千伏安；优化 220 千伏电网结构，以 500 千伏电网为依托，在城市和重点工业园区逐步形成双回路、环网等适当分区和简化的 220 千伏电网结构，适时解开长距离的 500/220 千伏电磁环网。到 2020 年，电网 220 千伏变电容量将超过 8500 万千伏安，线路长度超过 2 万千米；加强 110 千伏配电网建设，与城镇建设统一规划安排 110 千伏变电站布点，适度超前安排城乡 110 千伏变电站建设，形成以 220 千伏变电站为中心的双回辐射、双回链式等合理可靠的 110 千伏电网结构。到 2020 年，110 千伏变电容量超过 4900 万千伏安，线路长度超过 2 万千米。

在全国电网主网架维持 500 千伏的情况下，到 2020 年新建四个蒙西至京津冀地区 500 千伏交流以及七个蒙西至中东部地区的直流外送电通道。在全国电网主网架提高到 1000 千伏的情况下，到 2020 年新建四个蒙西至中东部地区的特高压交流通道以及四个蒙西至中东部地区的特高压直流通道。

3.2 蒙西电网发展思路

（1）提高电网服务水平

满足用电负荷增长需要，适应新能源、分布式电源接入和用电需求多样化的新形势，促进城乡电网融合，提高电网智能化水平。到 2020 年，电网安全稳定水平、供电可靠性和经济指标进一步提升，城乡用户供电可靠率超过 99.88%，部分重点城市电网技术装备和可靠性达到国内先进水平。

（2）提高电网智能化水平

建设具有信息化、自动化、互动化特征的坚强、自愈、灵活、经济、兼容、集成的电网。电网应具有强大的抵御大扰动及人为外力破坏的能力，可实现自动故障诊断、故障隔离和自我恢复，可实现资源的合理配置、可再生能源发电与电网和谐发展、电网信息的高度集成和共享。

（3）清洁能源发展

“十二五”后期，蒙西电网继续全力保障新能源上网的汇集和输送，加快汇集输送新能源的电网建设，增加新能源汇集送出工程投资。将继续建设多座用于新能源汇集的 500 千伏

变电站、多座 220 千伏变电站、开闭站，建设新能源汇集站至电网负荷中心的多条 500、220 千伏线路，将 1300 万千瓦风电和 208 万千瓦太阳能光伏安全可靠地汇集、输送。

根据国家能源局全国风电“十二五”发展规划和自治区 2013—2020 年太阳能发电发展规划，到 2015 年内蒙古自治区风电规模将达到 2100 万千瓦，其中蒙西电网开发建设 1300 万千瓦；太阳能发电规模将达 260 万千瓦，其中蒙西地区 208 万千瓦。

整体来看，2014—2020 年，蒙西电网长期处于多电状态，电力外送主要流向是华北、华东地区。蒙西电网外送通道建设所提出的两个方案，均可满足 2020 年外送 7670 万千瓦电力的要求。预计至 2030 年、2050 年蒙西电网电力外送的主要流向仍然以华北、华东地区为主。

3.3 蒙东电网发展目标

(1) 500 千伏主网架发展主要目标

逐步发展坚强可靠的 500 千伏主网架，通过贯穿南北的主干网络通道将 500 千伏蒙东电网连成一体化电网，配合特高压交流和直流外送通道，形成外送型坚强智能蒙东电网。

(2) 特高压电网发展主要目标

蒙东地域辽阔，资源富集，网架支援和互供能力要求较高，蒙东地区远景年电网外送容量高达 3700 万千瓦以上，风电和火电基地较为集中，距离“三华”负荷中心超过 1000 千米，需要通过长距离输电实现资源优化配置，综合考虑，必须采用特高压交流、直流实现远距离、大容量输电。

蒙东主网架的发展目标是：形成统一坚强可靠的主网架，通过两个贯穿南北的交流输电通道将主网架连成一体，形成统一的蒙东电网，保证地区电网供电的安全可靠性及盟市间的电力交换和互相支援的能力。

蒙东外送网架的发展目标为：以±800 千伏特高压直流送出为主，交流送出为辅，形成坚强可靠的外送系统，并根据送电方向和容量，分散接入东北、“三华”负荷中心。

蒙东特高压网架发展目标基本符合国家能源资源优化配置原则，符合蒙东构建坚强网架结构和电源外送需要。

3.4 蒙东电网发展思路

针对蒙东特高压电网规划目标和功能定位，远景年蒙东地区规划建设 3 座 1000 千伏特高压站，分别是海拉尔特高压站、兴安特高压站、扎鲁特特高压站，与东北特高压交流主网共同构筑坚强的特高压交流网架。建成海拉尔-兴安-扎鲁特-阜新的双回特高压交流线路。基本完成 500 千伏电网覆盖全蒙东的发展目标，形成供电能力、输电能力统一完整的蒙东电网。此外，规划建设 3 个直流输电工程：±800 呼盟-青州、±800 扎鲁特-临沂、±1100 呼盟-皖南。

整体来看，2014—2020 年，蒙东电网长期处于多电状态，电力外送主要流向是辽宁省。至 2020 年呼伦贝尔煤电基地将通过 4 回直流外送，及现有的呼辽直流，新建的呼盟-青州直

流、扎鲁特-临沂直流和呼盟-皖南直流。预计至2030年、2050年蒙东电网电力外送的主要流向以东北、华北地区为主。

4. 政策建议

4.1　合理规划电力产业发展战略，加快风电并网进程

由于近年来大力开发风电和西部电网的过大生产，导致电力供应超出需求，同时风电的大力投入而形成的风电闲置等问题，使得内蒙古电力产业在未来产业发展战略制定中要坚持合理规划；同时，加快风电并网的步伐，成为解决电力供应过量的有效途径。

4.2　推进我国电力体制和市场化改革

电力市场化是构建安全、清洁、高效、智能的电力系统的基础和前提。要建立灵活智能的电网，必须有零售侧实时电价和需求侧用户的参与。一是建立竞争性发电市场。取消不合理的发电量计划，发电价格应实时反映供需形势、实时发电成本、生态环境保护外部性等成本；二是放开售电侧市场。在大用户直接交易试点的基础上，按照电压等级和用电容量，逐步放开大用户、中小用户、居民用户的选择权，允许用户根据价格和服务要求自由选择售电公司，需求则依据电价信号自动和自主决策发电、储能或买卖交易；三是实施调度与交易独立。将电力调度机构从电网企业分立出来，组织和协调电力系统运行，改变电网企业独买独卖垄断格局，以确保电力调度交易的公开、公平、公正和电网的无歧视公平开放。

4.3　着力优化电源结构

风电比重大、电网消纳调峰能力不足。蒙西电网风电发电量占全部发电量的11%，风电装机已占发电装机的23%，水电装机仅有56万千瓦，占比1%。作为严寒地区，蒙西供热机组占火电比例高达52%。冬季供热期间，大量供热机组不能参与调峰，电网调峰能力大幅下降，无法消纳全部风电电量。2010—2013年连续四年风电利用小时数不足2200小时。迫切需要采取多样、灵活的调峰技术手段和管理措施，进一步提高蒙西电网风电的消纳比例。

4.4　将智能电网作为清洁电力发展的支撑平台

蒙西电网在电网输电技术和调度自动化技术等领域达到国际水平，可再生能源发电灵活接入技术等取得重要进展。加强骨干网建设，主要是适应大规模跨大区输电需要的高电压等级的骨干网架建设。加快智能电网建设，主要是解决一次设备智能化、调度技术支持体系、柔性输电、互动营销、分布式储能等关键技术问题，最大限度地接纳风电和太阳能发电等可再生能源发电，适应用户日益增加的多样性需求，提高电网的可靠性和整体效率。

4.5 大幅度提高电网外送能力

内蒙古电力行业目前存在的发展瓶颈即窝电现象，而造成窝电现象的主要原因即电网建设滞后。然而对于内蒙古而言除了需要考虑通道问题以外，更为重要的是获得电力消费市场。所以内蒙古电力工业必须要从电力资源优化配置的战略大局考虑，努力争取东北、华北、西北三个邻近电网增加吸纳内蒙古电量的规模。同时，努力争取远距离交直流特高压电网建设规模，建立外送电网，以及出口电网，在中国电力市场赢得主动权的同时保障内蒙古电力上下游产业稳定发展，促进经济社会又好又快发展。

同时，利用市场化手段提高电网输电能力。一是贯彻落实《华北区域短时电力支援交易暂行办法》，要求各电网公司利用各电网峰值负荷出现的时间差实现错峰和避峰，提高网间短时电力支援效率，进一步提高网间联络线使用效率，确保短时支援公开、公平、公正。二是完善相关制度，保障必要的事故备用总容量。通过加强调度、优化调度方式，在满足安全运行前提下探索建立备用共享机制，减少事故备用总容量，提高供电能力。三是敦促电网公司加强输变电设备扩容，特别是老旧设备的改造，保持设备的健康运行水平，提高应对极端气候的能力，增强电网安全运行控制水平。四是进一步促进跨省跨区电能交易，采取措施提高从山西、内蒙古和宁夏向京津唐和山东送电的能力。五是努力满足输电线路、变电站建设的各环节需求，提高电网的电力供应能力。

“内蒙古自治区能源经济发展战略研究”课题组
执笔人：杨玉峰、陈贺、李剑南

附录二

内蒙古自治区能源经济发展路径分析系统说明书

1　引言

1.1　开发背景

自 2010 年起中国已成为世界最大能源生产国和消费国，同时也是世界最大二氧化碳排放国，能源行业健康发展已经成为中国可持续发展的重要环节。近年来，中国持续大范围雾霾天气，更表明中国经济结构和能源发展战略的调整已迫在眉睫。内蒙古自治区（以下简称内蒙古）作为中国最大能源生产省，在国家能源体系中有重要的战略作用。一方面，国家能源战略转型将深刻影响内蒙古自身发展，内蒙古当前是我国最重要的煤炭生产基地和可再生能源生产基地，国家能源战略必将对内蒙古能源发展提出要求；另一方面，内蒙古能源战略必须基于对全国和内蒙古自身能源发展的深刻把握，必须明确自身定位，为国家和内蒙古的可持续发展提早做好准备。

"内蒙古自治区能源经济发展路径分析系统"（以下简称"分析系统"）是在"中国 2050 能源经济路径分析系统"基础上，结合内蒙古自身发展特征量身定制的分析系统，该"系统"与《内蒙古自治区能源经济发展战略规划研究报告》（以下简称"战略报告"）同步研发，目的是支持内蒙古自治区制定科学、可靠、长远的能源经济发展战略。

1.2　开发目的

该"分析系统"在设计开发之初就明确要求要与"战略报告"紧密衔接，"分析系统"提供系统性的分析和预测结果，"战略报告"则对未来能源发展的不确定性做详细解析，同时提出未来内蒙古在国家能源战略下的发展道路。因而，"分析系统"的开发特别注重分析方法的科学性、分析结构的完整性、分析工具的易用性和分析结果的系统性，最终"分析系统"在"战略报告"的基础上，给出完整的能源发展路径和分析结果，并且可随时根据最新情况更新"战略报告"内容，使之成为"活"的分析。"分析系统"开发的主要目的简述如下。

1.2.1　与"战略报告"相互支撑

通常的能源战略研究成果往往仅限于形成若干研究报告，且一旦研究报告形成，之后即使形势发生较大变化也很难对其中内容进行修改，一般只能重新开展研究。同时，以往的能源战略研究经常会出现数据不匹配、结果不一致、前后明显脱节等问题，其主要原因在于缺乏系统性的分析工具和方法，不同研究人员的研究方法和分析工具各不相同，导致最终结果很难协调。"内蒙古自治区能源经济发展路径分析系统"与《内蒙古自治区能源经济发展战略规划研究报告》是全球范围内，首次采用分析系统开发与能源战略研究同步进行的研究模式，分析系统与战略研究相互支撑，取长补短，分析系统为战略研究提供完整和一致的分析结果，战略报告为分析系统提供情景分析依据和不确定性分析，二者相互配合。一方面，系统开发是建立在详实和严谨的战略研究基础之上，系统结果具有较高的科学性和可靠性；另一方面，战略研究建立在一套严格规范的分析方法之上，研究结果完全一致，同时研究结果

不再来源于固化的不可变更的一次性研究，而是可随时依据实际情况更新和完善的灵活成果。这种创新的研究方法突破了以往研究的局限，能够很好地满足当前宏观管理对研究成果决策支持的功能要求。

1.2.2　开发系统性分析工具

能源系统涵盖范围非常广泛，从能源品种角度讲，一次能源包括煤炭、原油、天然气，二次能源包括焦炭、焦炉煤气、汽油、柴油、煤油、LNG、火电、核电、热力等，此外还包括煤层气、页岩气、页岩油、油砂等非常规油气和煤制气、煤制油等；从应用范围看，当前经济社会的任何行业都离不开能源支持，工业、农业、服务业、居民生活几乎时时刻刻都在消耗能源；从能源产业链看，包括能源生产、能源加工转换、能源输配、能源消费等诸多环节；从能量角度看，能源在任何环节都满足能量守恒定律，只是能源的形式可能发生变化。所以能源是非常复杂、涉及面非常宽广的系统体系，因而能源研究就需要系统性的方法来支撑，能源系统分析要囊括影响能源发展的各种因素及其相互关系。

“内蒙古自治区能源经济发展路径分析系统”是建立在全面分析能源供需因素基础上，涵盖所有影响能源供需基本因素的分析工具，可用于分析能源发展与经济发展关系、能源内部替代竞争关系、内蒙古与全国能源发展影响关系、区内与区外能源产业竞争关系，全面剖析未来内蒙古能源发展面临的各种挑战，系统性地展现未来内蒙古能源发展的不同路径，为科学制定内蒙古能源发展战略提供坚实的分析基础。

能源发展战略的传统分析往往只注重能源供应分析，强调能源供应能力和开发进度和规划，忽略了其与经济社会发展的相互关系，忽略了不同能源品种之间的相互竞争关系，忽略了外部市场对能源发展的影响关系。从当前形势看，我国经济发展速度显著“降档”，未来能源需求增速也将明显放缓，能源供应压力持续减弱，能源供应过剩风险不断加大，因而只有采用系统性的分析方法才能全面把握未来走势，科学地制定能源发展战略。

1.2.3　开发用户友好分析工具

能源分析系统不仅仅在于提供一套完善的分析框架和方法，更在于方便不同人群使用，满足能源研究、能源宏观管理、能源发展规划等需要，持续完善其分析能力。以往的能源系统，往往是“黑箱”系统，只有经过长期专业训练才能驾驭分析系统，其他人员几乎无法参与能源系统的建设和使用，极大限制了能源系统的应用，也无法保证能源系统的广泛适用性和科学性。

“内蒙古自治区能源经济发展路径分析系统”是开发对用户完全透明的分析模型，所有底层数据和分析逻辑完全开放，使用者甚至可根据自己的理解对分析模型进行自定义修改；同时可借助当前快速发展的互联网技术，建立方便不同人群使用的更加直观、界面更加友好的使用分析系统，让使用者能够清晰方便地看到未来能源发展的各种变化并得出分析结论。

“内蒙古自治区能源经济发展路径分析系统”还要突破以往分析系统的“黑箱”效应，将复杂的能源系统转变为容易理解且非常直观的分析模型，方便所有人了解能源系统的运行机理。这不仅有助于扩大能源分析系统的适用范围，更有助于听取不同修改意见，从而建立更加科学和完备的能源分析系统。

1.2.4 建立交流讨论平台

“内蒙古自治区能源经济发展路径分析系统”不仅可提供一套标准的分析方法，也能提供一个供使用者（决策者、研究者、企业、公众）交流的讨论平台，该平台的主要作用有两个方面：

第一，该平台是连接使用者和开发者的重要工具，对该系统的讨论不受时间和地域局限，任何人在任何时间、地点都能分享路径分析结果，都可以就战略报告中的观点展开讨论，都可以对战略报告和分析系统提出改进和完善的意见，这就极大地拓展了战略报告和分析系统的适用范围和更新速度。系统维护人员可以将最新反馈纳入到分析系统中来，实现分析系统的实时更新。

第二，该平台可汇总所有分析观点和讨论，形成关于内蒙古能源战略研究的重要资料平台。以往战略研究成果大都是报告形式，限于篇幅和形式，很多研究细节无法有效积累，后期如果要更新报告内容又不得不重新整理相关资料，造成大量的重复工作。我们搭建这个讨论平台的初衷就是要实现交流讨论、积累资料的双重作用，使之成为后续研究和开发的重要参考。

1.2.5 成为能源战略分析典范

本课题的重大创新点就在于实现了“战略报告”与“分析系统”的同步研究和同步开发。在研究内容、研究方法、最终成果等方面均有突破，使发展战略研究在成果实用性、科学性、扩展性等方面有了很大的提升。通过本课题的研究，“战略报告”加“分析系统”的研究模式有望成为今后战略研究的典范，这将有助于提升内蒙古研究能源发展战略的能力。

2 系统概述

2.1 系统成果

“内蒙古自治区能源经济发展路径分析系统”的最终成果包括三个部分：(1)“内蒙古能源经济发展路径分析系统”（简称“系统”），该“系统”是研究成果最重要的部分，包括路径分析、路径模拟、结果生成、数据查询和下载等多种功能；(2)“内蒙古能源经济发展路径分析模型”（简称“模型”），该“模型”是分析系统中最为核心的部分，体现分析能源系统的全部数据和相互关系，该模型为“分析系统”的分析原型，是方便决策者、研究人员和公众使用的最简单模型，分析系统的核心内容均在该模型中，使用者可以根据自己的观点和研究成果对模型进行自定义修改，甚至可以基于我们开发的模型进行二次发布；(3)“内蒙古自治区能源经济发展战略讨论平台”（简称“平台”），可实现在线互动和资料收集的双重功能。

2.1.1 分析系统

分析系统采用“B/S”的软件架构模式，使用者只需通过互联网即可登录分析系统，无需安装任何软件，即可在线模拟，并生成自己的发展路径，同时可以实时利用讨论平台进行在

线交流和讨论，并发布自己的战略路径。

2.1.2　分析模型

本“系统”建立在全面而系统的分析模型基础之上，该模型从能源供需两端分别考虑建模，并通过能源平衡将能源供需联系在一起，能够更加全面、系统、科学地分析能源体系。同时，模型包括了能源供需、煤炭供需、石油供需、天然气供需、电力供需、能源安全、能源成本、能源与水、能源与空气污染、能源与土地利用、能源系统安全等多个分析模块。

2.1.3　讨论平台

“系统”将开发成为“网络-服务器”系统，用户将基于客户端浏览器访问“系统”，并进行在线模拟。同时，“系统”提供的“平台”使得任何人都能够通过网络实时交流与讨论，并反馈问题给开发者，帮助开发者完善模型设定和相关参数。同时，“平台”可以成为资料积累的工具，将不同意见汇总起来，形成对未来发展的更加全面的认识，使不同专家和使用者了解对方的观点和意见，有利于形成更加科学和正确的观点。

同时，“平台”也可以作为路线发布工具，使决策能够更加广泛地接受各方验证和讨论。

2.2　用户特点

最终开发成果将面向两类用户。“模型”将主要针对能源分析研究人员，“模型”中涵盖的数据、分析框架、分析内容将成为能源分析研究人员更加细致和深入研究的基础，并成为能源系统分析方法库。“模型”也支持分析研究人员自定义修改，同时开发组将对“模型”做定期维护，以保证其中数据与框架与时俱进。“系统”则同时面向研究人员与决策人员，通过简单直观的图表和控件，展现能源路径和未来发展趋势，使使用者能够在较短的时间内掌握“系统”使用方法，并展开模拟与分析。

2.3　开发列表

其中“模型”部分开发周期为 3 个月，“系统”部分开发周期为 4 个月，总体开发时间为 7 个月，开发自 2013 年 12 月开始至 2014 年 12 月结束，主要开发模块包括：

模块	名称	主要内容
1	能源供需	可整体上分析能源供需形势，分析主要的能源需求部门与供应部门，考察能源供需平衡状况，也可分析总量控制下的政策组合与效果评估
2	煤炭	分析煤炭供需形势与供需结构
3	石油	分析石油供需形势与供需结构
4	天然气	分析天然气供需形势与供需结构
5	电力	分析电力供需形势与供需结构，及电力装机形势与电力外输能力

续表

模块	名称	主要内容
6	风能	监测和分析风能资源与利用趋势
7	太阳能	监测和分析太阳能资源与利用趋势
8	生物质能源	监测和分析生物质资源与利用趋势
9	能流图	直观反映能流结构
10	煤炭总量控制（煤炭市场模拟）	进行煤炭资源管理、分析全球及全国煤炭市场的不确定性给内蒙古煤炭市场、能源系统以及经济社会发展带来的冲击和影响，进行煤炭总量调控政策模拟
11	能源系统风险分析	包括电力峰值模拟和天然气峰值模拟，主要分析能源需求和供应的不确定性带来的影响，如迎峰度夏、迎峰过冬等问题
12	能源安全	不仅包括能源供需安全，同时包括能源的经济性、灵活性、低碳性等特征
13	能源系统成本与收益	分析整体能源系统的发展成本与收益，可分析对比不同路径的成本收益和结构
14	成本敏感性分析	分析能源系统中由能源技术、能源产品价格等方面的不确定性带来的整个能源系统成本收益的变化
15	城镇化发展（土地利用）	分析内蒙古未来城镇化发展过程中，包括能源、交通、土地利用等方面的形势
16	生态保护	监测主要生态指标，分析生态改善或恶化的趋势
17	水环境模拟	分析未来内蒙古发展的水资源供需形势，从经济、社会和人口的全方位角度分析未来水资源问题
18	空气质量模拟	分析未来内蒙古发展带来的空气污染和排放状况，以及给内蒙古发展带来的问题
19	温室气体排放	分析未来内蒙古温室气体排放形势，为全国推行排放总量控制提前做好自身的分析和研究工作
20	讨论平台建设	建立模型的分析讨论平台，收集专家学者对模型的设计或者数据的看法，为模型调整提供思路
21	分析方法库建设	建立分析方法库，一方面供专家使用和检验，一方面通过不断更新其中的数据和方法，使其成为其他研究的基础性工具

3　系统设计

3.1　功能设计

“路径分析系统”以能源流为分析框架，涵盖了从能源生产、加工转换、运输、终端消费的

所有流程，能够全方位系统性分析能源发展面临的风险与不确定性，“路径分析系统”具有如附图1所示的分析功能。



附图1　系统功能设计图

1. 项目介绍。通过信息发布系统，发布包括项目背景、项目组以及该项目其他相关内容；

2. 成果发布。“系统”将成为内蒙古能源战略研究发布的重要平台，从战略研究中生成未来发展的不同路径，该路径将基于系统进行在线模拟、分析和比较，同时得出更加全面的指标和数据；

3. 方法库。“系统”借助于完整的能源系统分析方法，在此基础上建立的“系统”能够成为积累相关分析方法的重要平台；

4. 数据库。“系统”的建立基于大量能源数据，有年度数据、季度数据和月度数据，这些数据对于“系统”的作用各不相同。“系统”能够将这些数据整合在一起，形成未来分析的重要基础。

5. 模型发布。发布模型是“系统”的重要作用之一，通过发布内蒙古能源战略研究的发展路径，使得未来发展能够更加全面反映当前和未来能源形势；

6. 成果展示。之所以采用“系统”的研究方式，就是在以往报告的基础上实现了成果展示形式的很大突破。将固定的成果展示转变为更加灵活和互动的展现方式，即使非能源领域专家也能够清晰地了解相关能源战略和发展路径。

3.2　操作系统

“系统”基于Ubuntu操作系统而开发，Ubuntu是Linux操作系统的衍生版本，之所以选择Linux操作系统，是考虑到其相比于Windows操作系统的几大优势，对于系统开发和维护至关重要。

3.2.1　安全性更高

Linux系统的设计结构针对的是多用户环境，并对系统文件和用户文件做了严格的区分，且每个文件都被赋予了不同权限和用户属性。因而对于每个用户来说，特别是普通用

户，只能够读写属于自己的文件，对系统文件只能读取而不能修改，这种设计极大地提高了系统的安全性，即使一个用户的文件出现问题，也不会影响整个系统，使系统的容错率比较高。而在 Windows 系统中，不同用户之间几乎没有差异，系统文件可以被任意修改，这种设计导致操作系统很容易被一些因素破坏。

Linux 操作系统是一种开放源代码的操作系统，开放源代码使得世界各国的开发者能够对系统进行更加深入的分析，并贡献自己的发现和使用经验，这就使得开放源代码的系统质量有较大的提升，使得安全性更好。事实上，封闭源代码的方式并不能有效减少和预防系统漏洞，反而会使系统漏洞的危害性更强。

此外，Linux 系统上的病毒数量大幅少于 Windows 系统，由于 Linux 的多用户系统设计，保护了底层操作系统文件，病毒必须先获得管理员权限才能进行破坏，而这一点随着 Linux 安全性的提升难度将非常大。

3.2.2 性能优势更显著

Linux 系统在设计上吸取了 Unix 设计体系长达 30 多年的发展经验，这使得 Linux 具有非常好的稳定性。许多独立机构针对 Linux、Windows 和 Unix 做了大量的性能测试，Linux 的稳定性和性能均表现出众。

目前 Linux 在服务器领域的占比为 36%左右，而在世界超级计算机领域，Linux 操作系统占比在 97%以上。

3.2.3 成本优势更明显

Linux 的首期投入较少，包括文档、支持、培训及系统管理。Linux 上的很多程序可以从网上免费下载，linux. org 可提供如何获得程序的指示。同时，对于企业用户来说只需支付少量的费用就可以获得 CD-ROM、说明书和支持的集成包，这比封闭的操作系统软件要便宜得多。

对采用 Linux 或 Windows 作为桌面系统时两者的价格对比分析可知，Linux 无论是在软件初次购买费用还是后期维护费用上相对于 Windows 都有绝对的优势，采用 Windows 作为桌面系统其成本约为 Linux 的 4～7 倍。此外，用户在购买 Linux 时已经包含了基本的办公应用软件，如 OpenOffice 等，而在 Windows 的销售模式中，用户如果需要使用这些软件需要另外付费购买，如果再计入这一部分的费用，Windows 的成本还会进一步增加。Linux 系统的升级成本特别是长期升级成本远低于微软。通常升级微软系统需花费购买价格的一半。选用 Linux 平台会给用户带来更多的选择机会，因为不止一家 Linux 提供商可以提供 Linux 的相关支持，而这些产品在不同的 Linux 平台上基本上是兼容的。Linux 系统的硬件成本更低，有时不需要新硬件，因为它对老硬件的使用同专有软件相比更有效。例如，Windows 2000 服务器的最低要求是奔腾兼容 CPU(133 兆赫或更高)、RAM 最小 128 MB(推荐最小值 256MB)、2GB 硬盘，至少有 1GB 的空闲空间可用。而 Linux 最低配置要求为 486、32MB 内存(推荐 64MB)、650 MB 硬盘空间(推荐 1. 2GB)，因此，采用 Linux 可以更好地对原有的低配置设备进行重新利用。随着系统数量和硬件性能的增加，Linux 和 Windows 在首期投入和升级上的费用差距会越来越大。随着服务器数量增加，专有解决方案会更加昂贵。首先，专有系统销售客户机许可证意味着即使你的硬件可以支持更多的客

户,你也不得不为使用你已购买的硬件支付更多的费用。第二,如果你想使用更多计算机,还需要购买专有系统的许可证。

尽管从易用性角度看,Windows 比 Linux 更容易使用,特别是其桌面系统的占比非常高,使得 Windows 操作系统更广为人知。但作为服务器来说,其首要目的是保证系统的稳定和安全,因而使用 Linux 作为开发环境是非常适当的。根据权威机构调查,在当前服务器领域 Linux 已经占据了最重要的位置。

3.3　系统开发框架

“系统”选择 B/S(“服务器-浏览器”)开发模式,而不是 C/S(“服务器-客户端”)开发模式,主要基于以下几点考虑。

3.3.1　系统更新的实时性

B/S 设计结构使得系统文件存放于中央服务器(Server)中,用户无需安装任何程序,只要通过浏览器就可以进行访问。因而 B/S 系统在软件更新时只需修改服务器中的文件和设置,对于用户来说,看到的永远是最新的系统,也就是说系统更新时,无需用户做任何操作,通过 B/S 就可以直接访问最新“系统”。但对于 C/S 设计结构来说,系统的每次更新都需要在用户端重新安装更新软件,给用户使用带来极大的负担。鉴于该“系统”将用于在线情景模拟和路径分析,系统设计会根据实时反馈进行调整,因而“系统”更新频率较高,采用 B/S 的设计结构使用户无任何负担。

3.3.2　系统数据的一致性

B/S 系统中所有数据均保存于服务器端,而不是用户端。“系统”用户生成的数据和上传的数据将实时存储于服务器中,用户端不存储任何数据。这就保证了系统中所有数据的唯一性和一致性。只要服务器端正常运行,任何用户在任何时间都能获取唯一的、一致的“系统”数据。

数据的一致性对于本“系统”来说至关重要,只有一致的系统分析结果,才能在不同用户之间比较,否则分析路径的混乱会使得模型效果大打折扣。

3.3.3　开发成本的经济性

首先,B/S 开发模式更加简单,开发难度较低。当前有很多非常流行的 B/S 开发框架,本“系统”使用的 Ruby on Rails 就是其中一个,此外各种开发语言都有对应的开发框架可以选择,因而开发起点较低,更容易上手。同时,不同开发框架的资料也更全,方便开发。

其次,B/S 结构开发周期更短。在 B/S 开发模式下,很多优秀的框架着重于敏捷开发的方式来提高开发效率,通过增加模块来解放开发者,使开发者能够在一个更高的平台上进行开发,大大提高系统的开发效率。过去需要一个庞大开发团队,在敏捷开发的模式下可能只需要很少的人手就可以完成。这就使得整个开发周期明显缩短,不仅带来时间上的节约,也带来了资金和人力的节约,同时也使开发者更多地思考开发内容,提高开发质量。本“系

统”的开发不仅需要熟悉 B/S 开发技术，更需要熟悉能源系统分析各种方法，这就要求开发者拥有更加高效的开发系统。

3.3.4 模型系统的维护性

从系统的可维护性来看，B/S 开发可维护性更优。由于 B/S 方式结构较为简单，使得系统从长远看，可维护性更强。在当前较为流行的开发框架下，通过强制 MVC 的方式，极大提高了系统的可阅读性和维护性。Ruby on Rails 在这方面可谓佼佼者，这也是我们选择其进行“系统”开发的重要原因。此外，其庞大的社区使得任何问题都能够通过社区进行解决，这也在很大程度上提高了系统的可维护性。

尽管相对于 C/S 来说，B/S 对网络更加依赖、在增加服务器负荷等方面存有不足，但如今硬件成本相对于时间和开发成本来说，比重越来越小。可以说 B/S 结构正是在 C/S 基础上发展而来，相比于这些不足，其带来的改进更为彻底。

基于以上优势，本“系统”采用 B/S 结构，这是在系统更新、数据一致、开发成本、系统维护方面统筹考虑后的结果。

3.4 系统开发语言

Ruby on Rails 是当前 Web 开发中非常热门的开发框架，其最大特点是敏捷开发的特性，能够快速生成系统原型，加快系统开发进程，从而展现给相关用户。本“系统”之所以选择 Ruby on Rails 作为开发框架，同样是基于其敏捷开发的特性。

同时，Ruby on Rails 开发框架是严格按照 MVC 的开发原则设计的，这使得该开发框架代码的可维护性大大提高，相比于 PHP 的开发方式，Ruby on Rails 开发框架后期维护更加方便，代码的可阅读性大大提高。

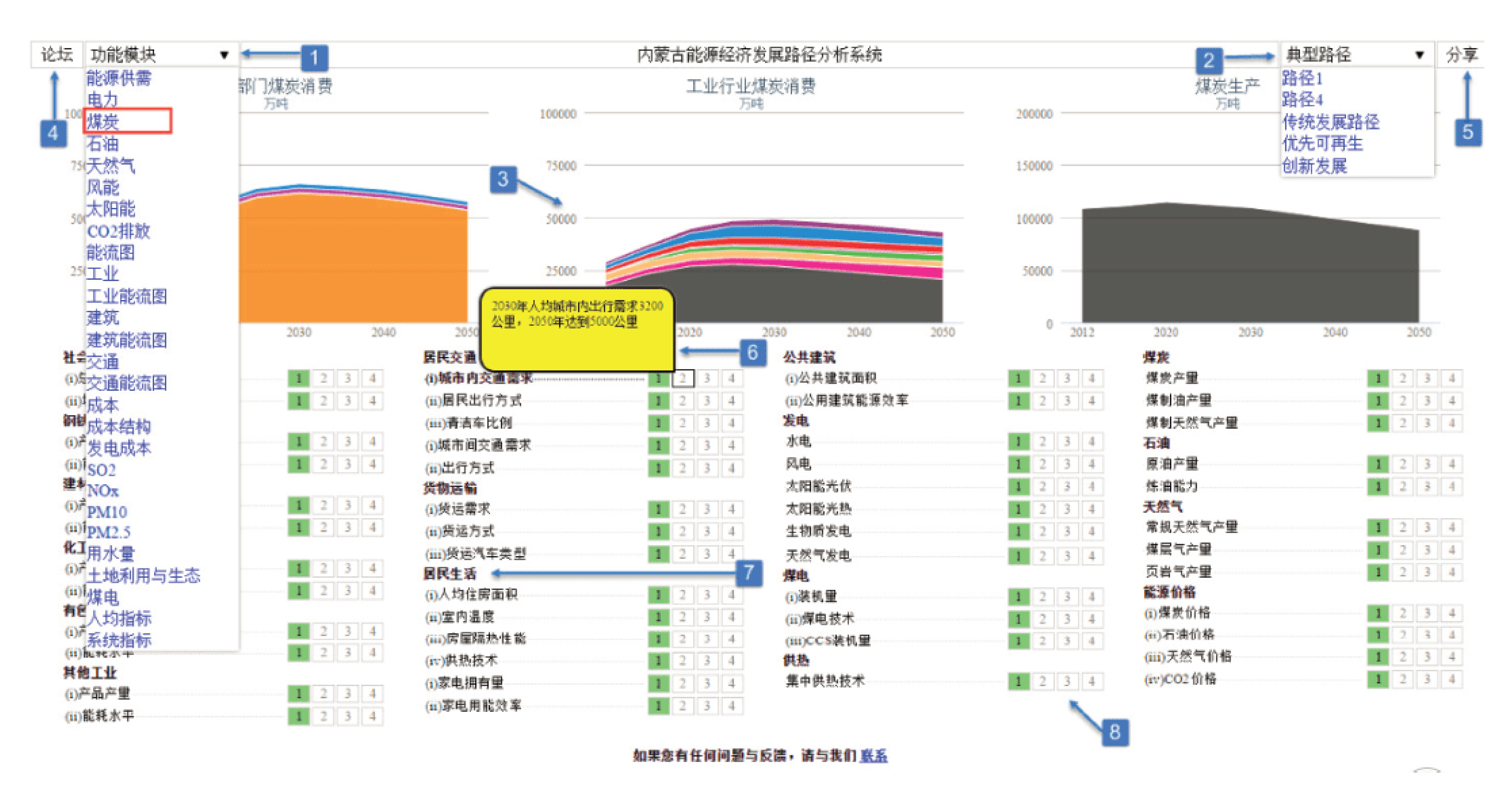
4 系统模块具体说明

内蒙古能源经济发展路径分析系统的展示由结果图表和模拟变量构成，极大地降低了模型使用的复杂程度，同时对每一个模拟变量都配有相应路径解释说明文档，让使用者能够清晰完整地了解每个路径所代表的含义。

内蒙古能源经济发展路径分析系统的不同部分对应着不同的分析内容（见附图 2），说明如下。

1. 功能模块。选择功能模型分析系统，可以查看模型的全部分析内容。本系统共包含了 27 个功能模块，分别是能源供需、电力、煤炭、石油、天然气、风能、太阳能、CO_2 排放、能流图、工业、工业能流图、建筑、建筑能流图、交通、交通能流图、成本、成本结构、发电成本、SO_2、NO_x、PM10、PM2.5、用水量、土地利用与生态、煤电、人均指标、系统指标。

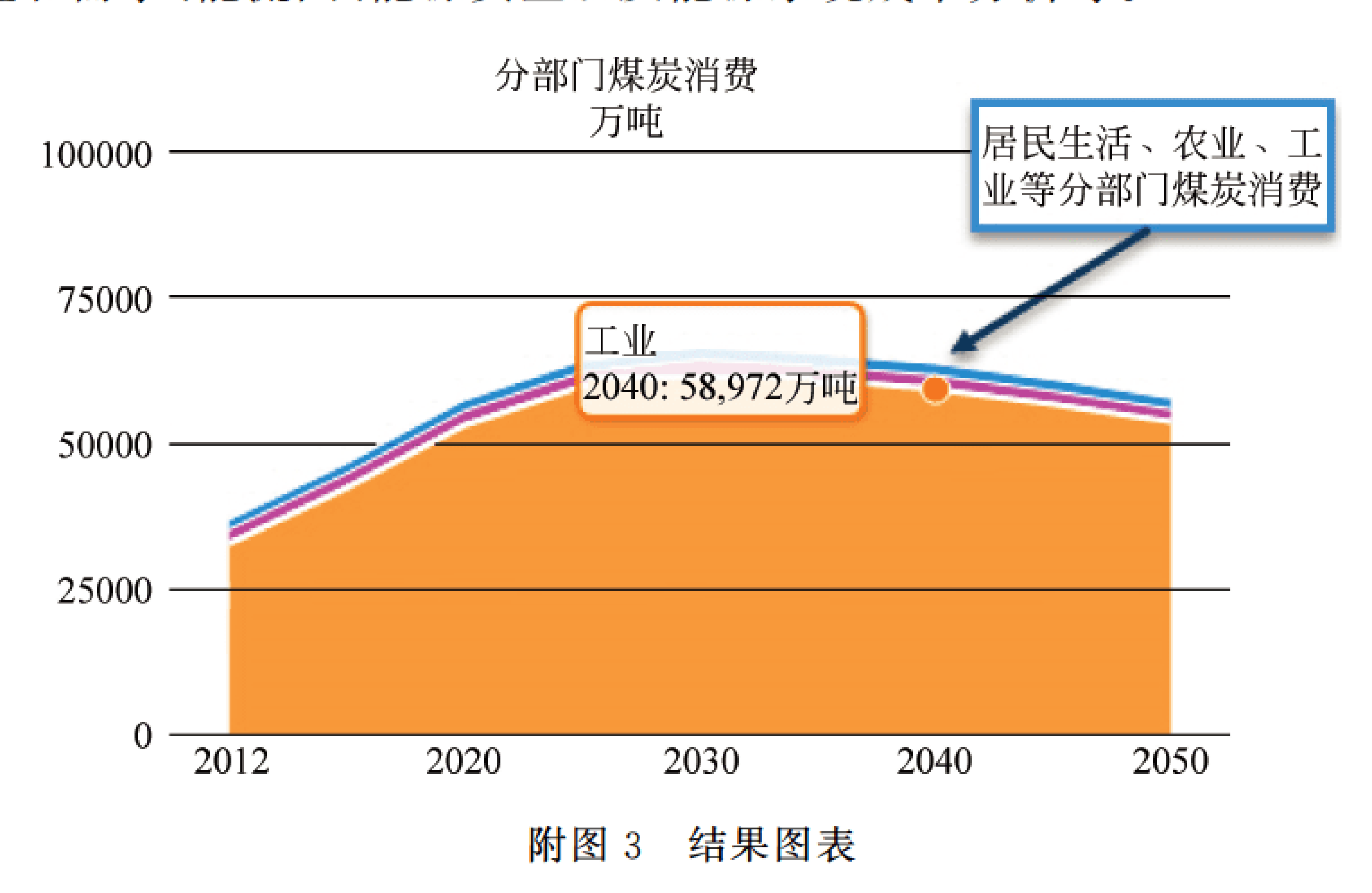
2. 典型路径。本系统存储了具有代表性的专家学者对未来能源路径预测的模型，供使用者参考对比，了解不同路径的关注点和各自路径的特点。本系统预设置 5 条典型路径，分别是路径 1、路径 4、传统发展路径、优先可再生和创新发展。其中“路径 1”的含义是延续当



附图 2 内蒙古能源经济发展路径分析系统整体结构图

前经济发展和能源供应模式，经济发展中的产业结构仍以重化工为主，能源供应中煤炭仍将占据主要地位；“创新发展”代表了创新能源发展路径，倡导实现低碳发展，“优先可再生”代表了最大化的发展可再生资源，“路径 4”代表了完全实现低能耗、低碳的发展目标。

3. 结果图表。路径分析系统计算结果会以图表形式展现出来，本系统为每个功能模块都设置了相应的结果图表（见附图 3）。具体包括能源需求、能源供应、温室气体排放、各能源品种的供应和需求、能流图、能源安全以及能源系统成本分析等。

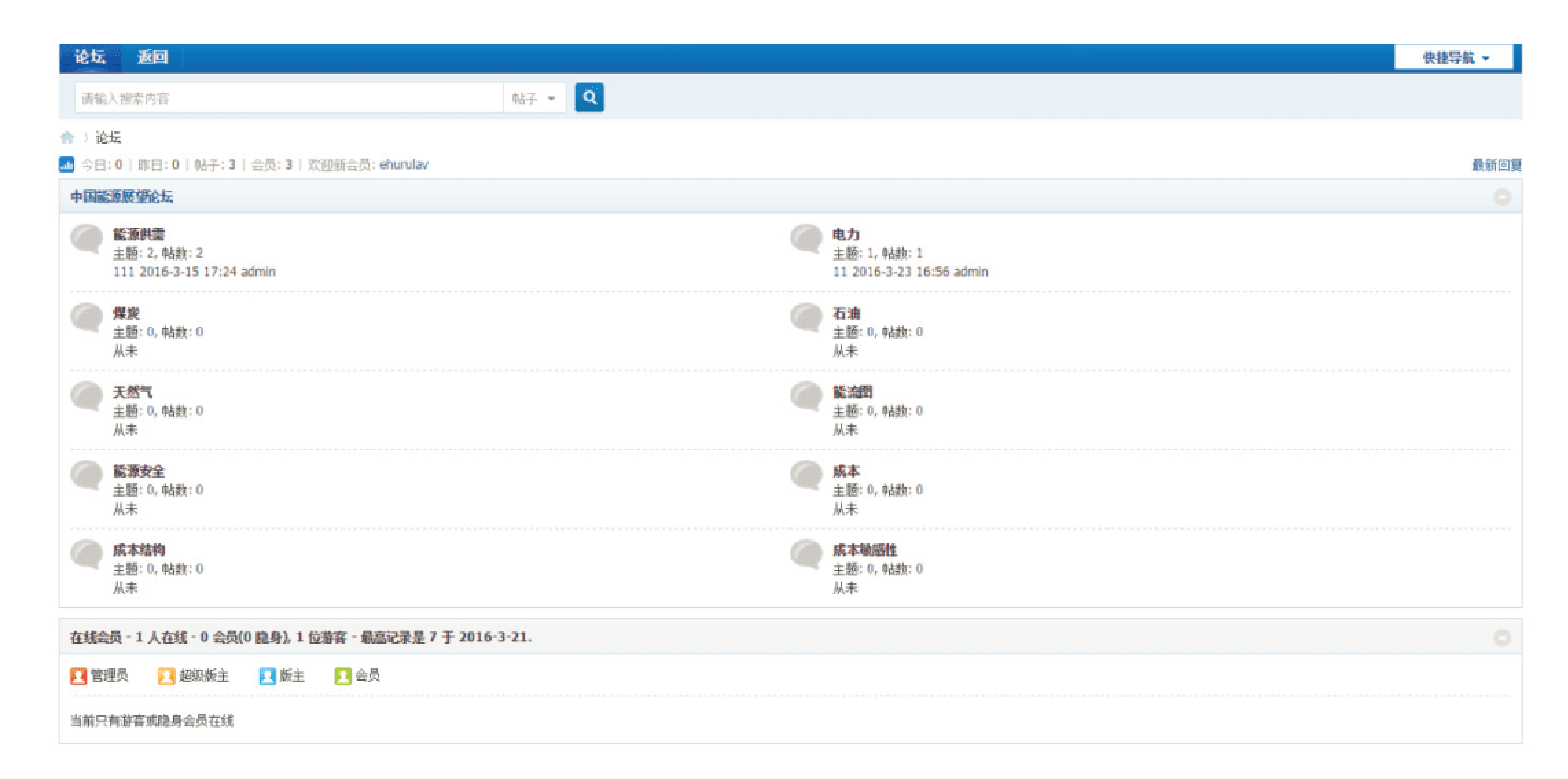


附图 3 结果图表

4. 论坛模块。本系统还提供分析讨论平台，使用者通过论坛可以对不同路径进行广泛讨论、收集专家学者对模型设计或者数据发表的意见、阐述各自路径选择的原因等（见附图 4）。

5. 分享模块。使用者通过“分享”选项可将自己的路径与现有其他网络平台对接，如邮箱、微博等，可将自己的路径通过这些平台发布与共享。

6. 情景说明。当鼠标移至不同选项时，模型会弹出有关该选项的简要介绍（黄色标签），便于使用者理解（见附图 5）。



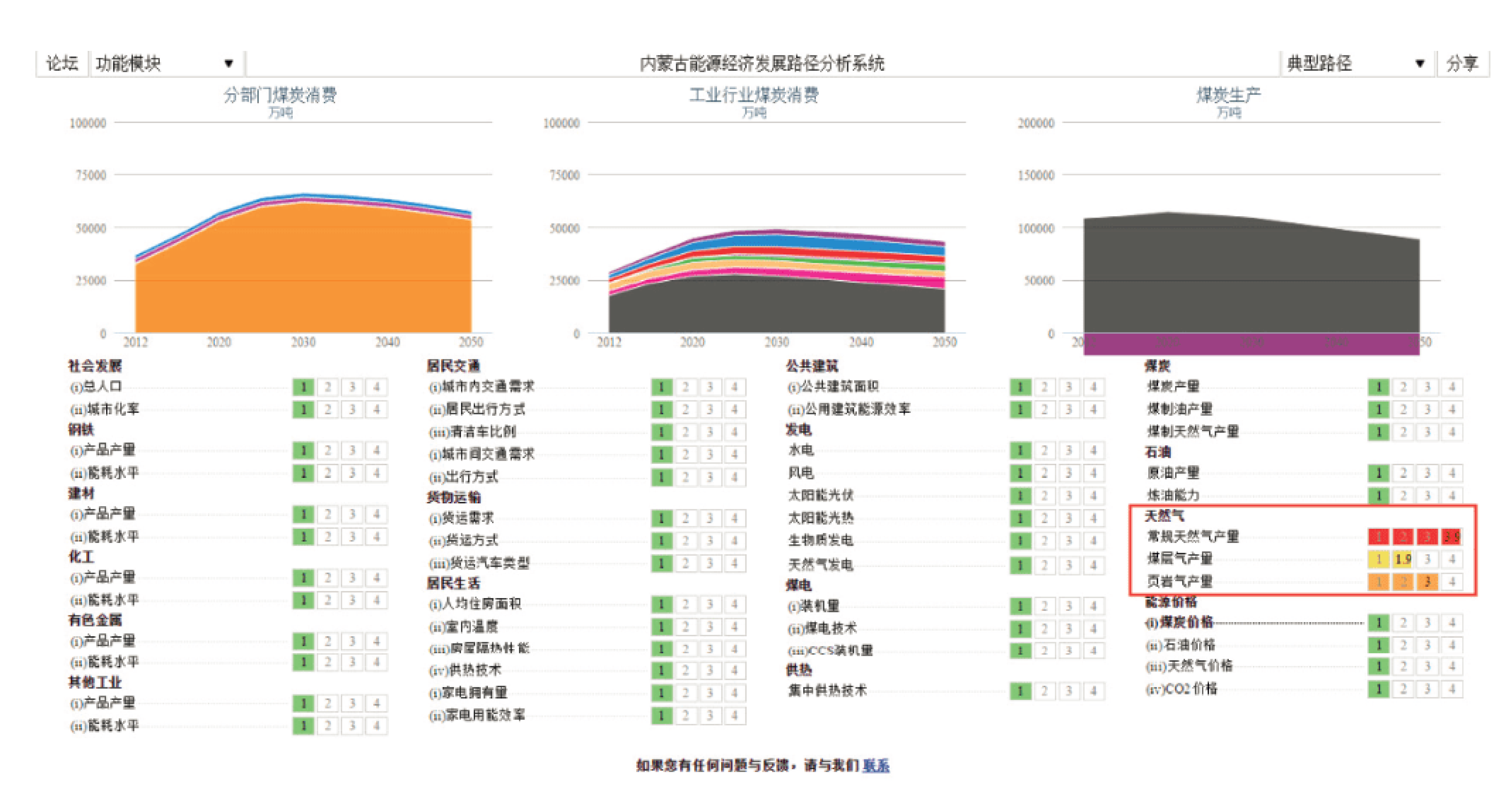
附图 4　系统的论坛



附图 5　情景说明

7. 模拟变量。本系统共设置了 17 个大项的变量，分别是社会发展、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业、居民交通、货物运输、居民生活、公共建筑、发电、煤电、供热、煤炭、石油、天然气、能源价格。每个大项下设有相关的小项。将鼠标移至模拟变量处，模型会自动选择不同路径，进行对比分析并输出结果。

8. 变量变化。每个模拟变量均设置了 4 个数量变化。通过选择模拟变量的水平（如水平 1～4 或 A、B、C ）模拟未来能源格局的变化，得到该变量所带来的影响（见附图 6）。

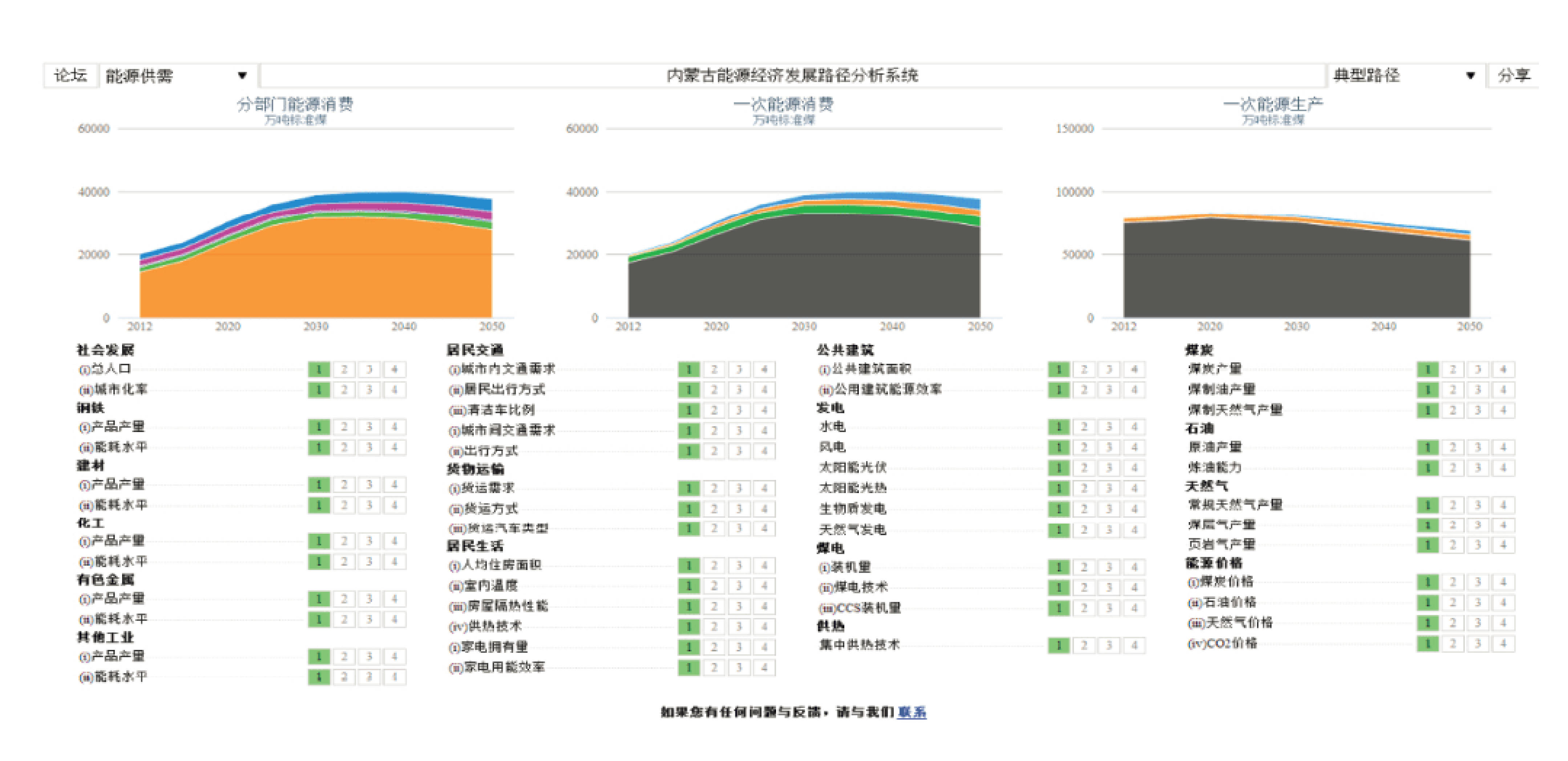


附图 6　模拟变量的变化

4.1　能源供需

利用能源供需模块可整体分析能源供需形势，分析主要的能源需求部门与供应部门，考察能源供需平衡状况，也可分析总量控制下的政策组合与效果。能源供需模块提供了分部门能源消费、一次能源消费、一次能源生产三个结果图表，表示 2012—2050 年间各模拟变量的变化给能源供应与需求带来的影响。

“分部门能源消费”面积图表示了居民生活、公共建筑、工业等部门的能源消费情况；具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、城市交通需求、居民出行方式、人均住房面积、室内温度、房屋隔热性能、供热技术、家电拥有量、家电用能效率、公共建筑面积、公共建筑能源效率、煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况等（见附图 7）。



附图 7　能源供需模块分析页面

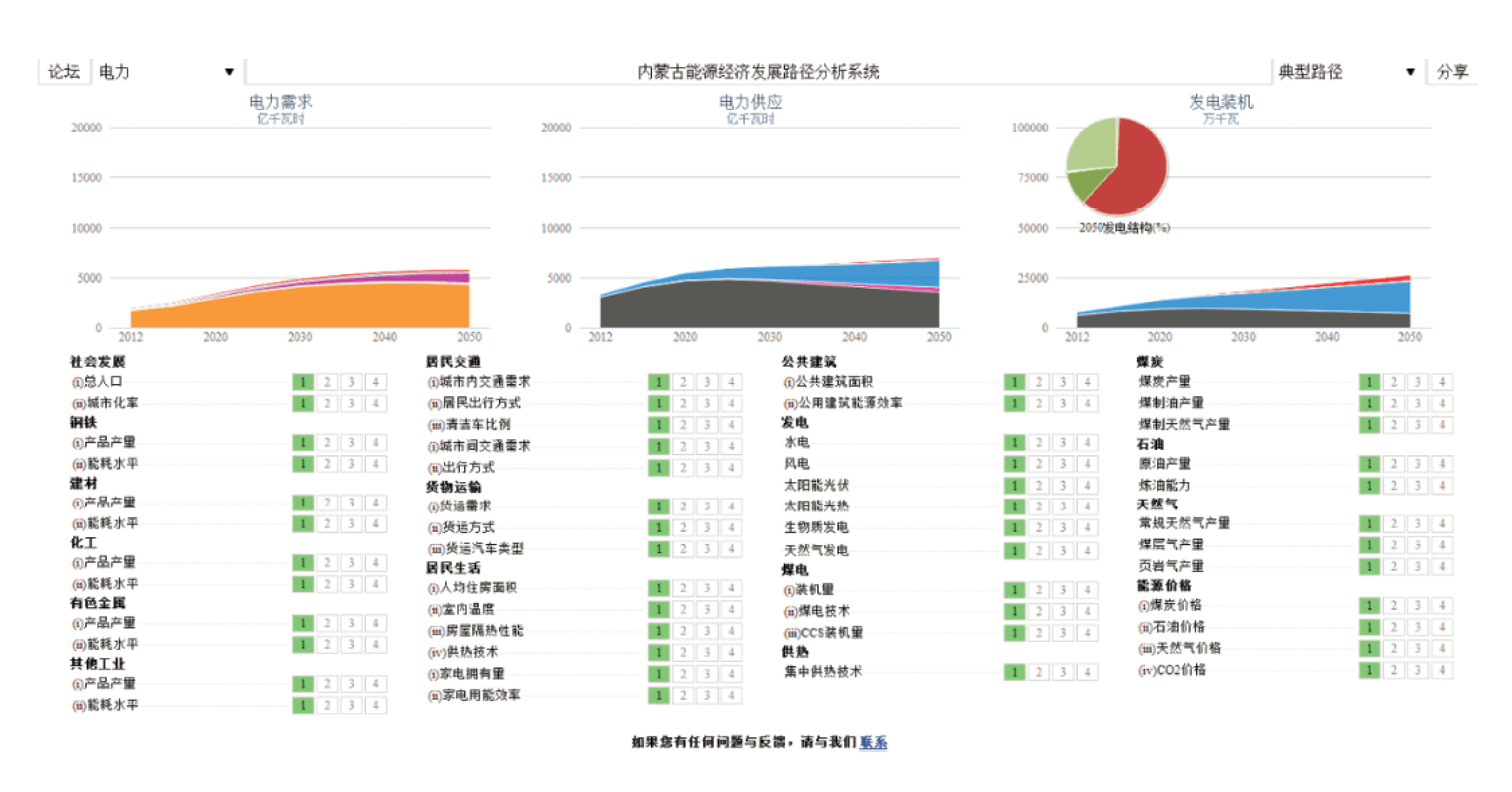
“一次能源消费”面积图表示一次电力、天然气、石油、煤炭的消耗情况；具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、水电、风电、太阳能光伏、太阳能光热、生物质发电、天然气发电等发电消耗、煤电装机量、煤制油产量、煤制天然气产量等。

“一次能源生产”面积图表示太阳能、风能、天然气、煤炭等能源供应情况。具体涉及的模拟变量为：水电、风电、太阳能发电情况、煤炭产量、原油产量、常规天然气产量、煤层气产量、页岩气产量等。

4.2 电力

电力模块可整体分析电力供需形势，分析主要的电力需求部门与供应部门，考察电力供需平衡状况，也可分析总量控制下政策组合与效果。电力模块提供了电力需求、电力供应、发电装机三个结果图表，表示 2012—2050 年间各模拟变量的变化给电力供应与需求带来的影响。

“电力需求”面积图表示居民生活、公共建筑、农业、工业等部门的电力需求情况以及电网损失等情况；具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、城市交通需求、居民出行方式、人均住房面积、室内温度、房屋隔热性能、供热技术、家电拥有量、家电用能效率、公共建筑面积、公共建筑能源效率、煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况等(见附图 8)。



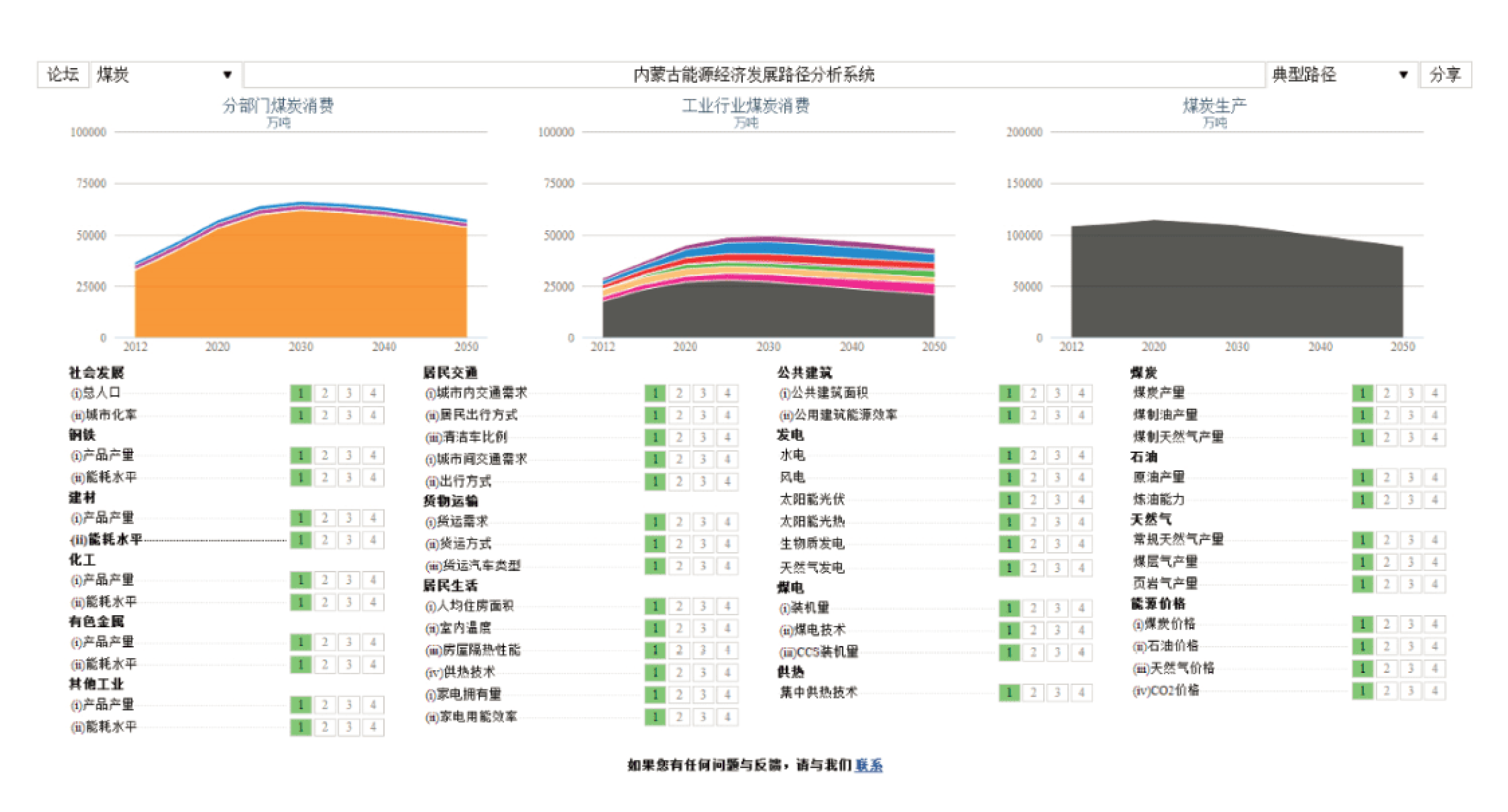
附图 8 电力模块分析页面

“电力供应”面积图表示水电、太阳能光伏、太阳能热电、陆上风电、生物质发电、热电联产、煤电等的电力供应情况；具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、水电、风电、太阳能光伏、太阳能光热、生物质发电、天然气发电等发电消耗、煤电装机量、煤制油产量、煤制天然气产量等。

“发电装机”面积图及饼图表示水电、太阳能光伏、太阳能热电、生物质发电、地热发电、陆上风电、煤电等的发电装机情况及各自的占比情况；具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、水电、风电、太阳能光伏、太阳能光热、生物质发电、天然气发电等发电消耗、煤电装机量、煤制油产量、煤制天然气产量等。

4.3　煤炭

利用煤炭模块可整体分析煤炭供需形势，分析主要的煤炭需求部门与供应部门，考察煤炭供需平衡状况，也可分析总量控制下的政策组合与效果。煤炭模块提供了分部门煤炭消费、工业行业煤炭消费、煤炭生产三个结果图表，表示了2012—2050年间各模拟变量的变化给煤炭供应与需求带来的影响（见附图9）。



附图9　煤炭模块分析页面

“分部门煤炭消费”面积图表示居民生活、公共建筑、农业、工业等部门的煤炭消费情况；具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、城市交通需求、居民出行方式、人均住房面积、室内温度、房屋隔热性能、供热技术、家电拥有量、家电用能效率、公共建筑面积、公共建筑能源效率、煤电装机量、煤电技术、煤电CCS配套情况等。

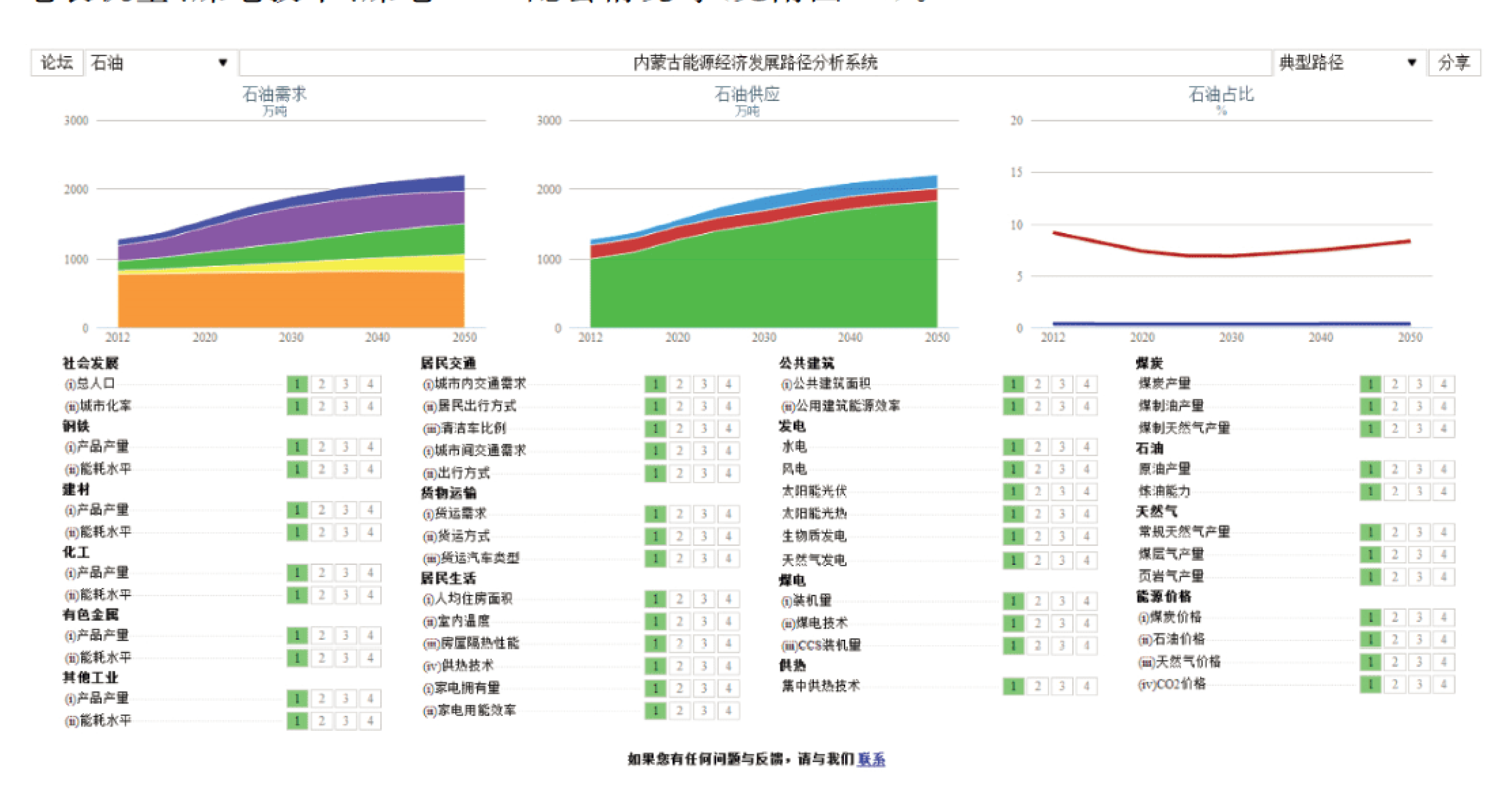
“工业行业煤炭消费”面积图表示有色金属、钢铁、建材、化工、煤制天然气、煤炭生产、供热、发电等的煤炭消费情况；具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、水电、风电、太阳能光伏、太阳能光热、生物质发电、天然气发电等发电消耗、煤电装机量、煤制油产量、煤制天然气产量等。

“煤炭生产”面积图表示煤炭生产情况，具体涉及的模拟变量为：煤炭产量等。

4.4 石油

利用石油模块可整体分析石油供需形势，分析主要的石油需求部门与供应部门，考察石油供需平衡状况，也可分析总量控制下的政策组合与效果。石油模块提供了石油需求、石油供应、石油占比三个结果图表，表示2012—2050年间各模拟变量的变化给石油供应与需求带来的影响。

“石油需求”面积图表示农业、工业、城市交通、城市间交通、货物运输等部门的石油需求情况，具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、城市交通需求、居民出行方式、人均住房面积、室内温度、房屋隔热性能、供热技术、家电拥有量、家电用能效率、公共建筑面积、公共建筑能源效率、煤电装机量、煤电技术、煤电CCS配套情况等（见附图10）。



附图10　石油模块分析页面

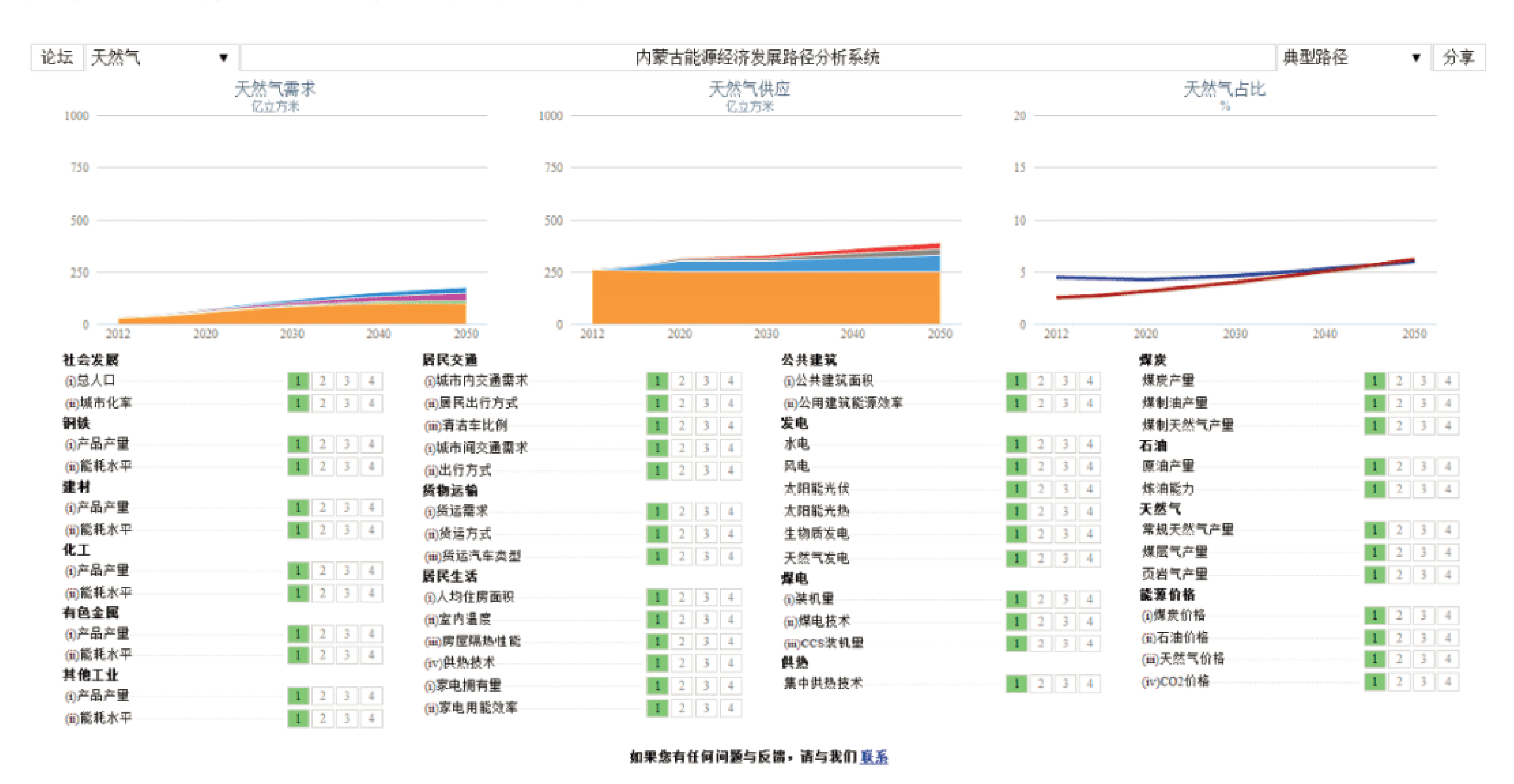
“石油供应”面积图表示煤制油、原油生产、能源净调入量等的石油供应情况，具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、水电、风电、太阳能光伏、太阳能光热、生物质发电、天然气发电等发电消耗、煤电装机量、煤制油产量、煤制天然气产量等。

“石油占比”折线图表示石油消费比重及石油生产比重；具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、城市交通需求、居民出行方式、人均住房面积、室内温度、房屋隔热性能、供热技术、家电拥有量、家电用能效率、公共建筑面积、公共建筑能源效率、原油产量、炼油能力等。

4.5 天然气

利用天然气模块可整体分析天然气供需形势，分析主要的天然气需求部门与供应部门，

考察天然气供需平衡状况，也可分析总量控制下的政策组合与效果。天然气模块提供了天然气需求、天然气供应、天然气占比三个结果图表，表示了2012—2050年间各模拟变量的变化给天然气供应与需求带来的影响（见附图11）。



附图11　天然气模块分析页面

“天然气需求”面积图表示居民生活、公共建筑、农业、交通、工业等部门的天然气需求情况；具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、城市交通需求、居民出行方式、人均住房面积、室内温度、房屋隔热性能、供热技术、公共建筑面积、公共建筑能源效率、集中供热技术等。

“天然气供应”面积图表示页岩气、煤层气、煤制天然气、常规天然气等的供应情况；具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、水电、风电、太阳能光伏、太阳能光热、生物质发电、天然气发电等发电消耗、常规天然气产量、煤层气产量、页岩气产量等。

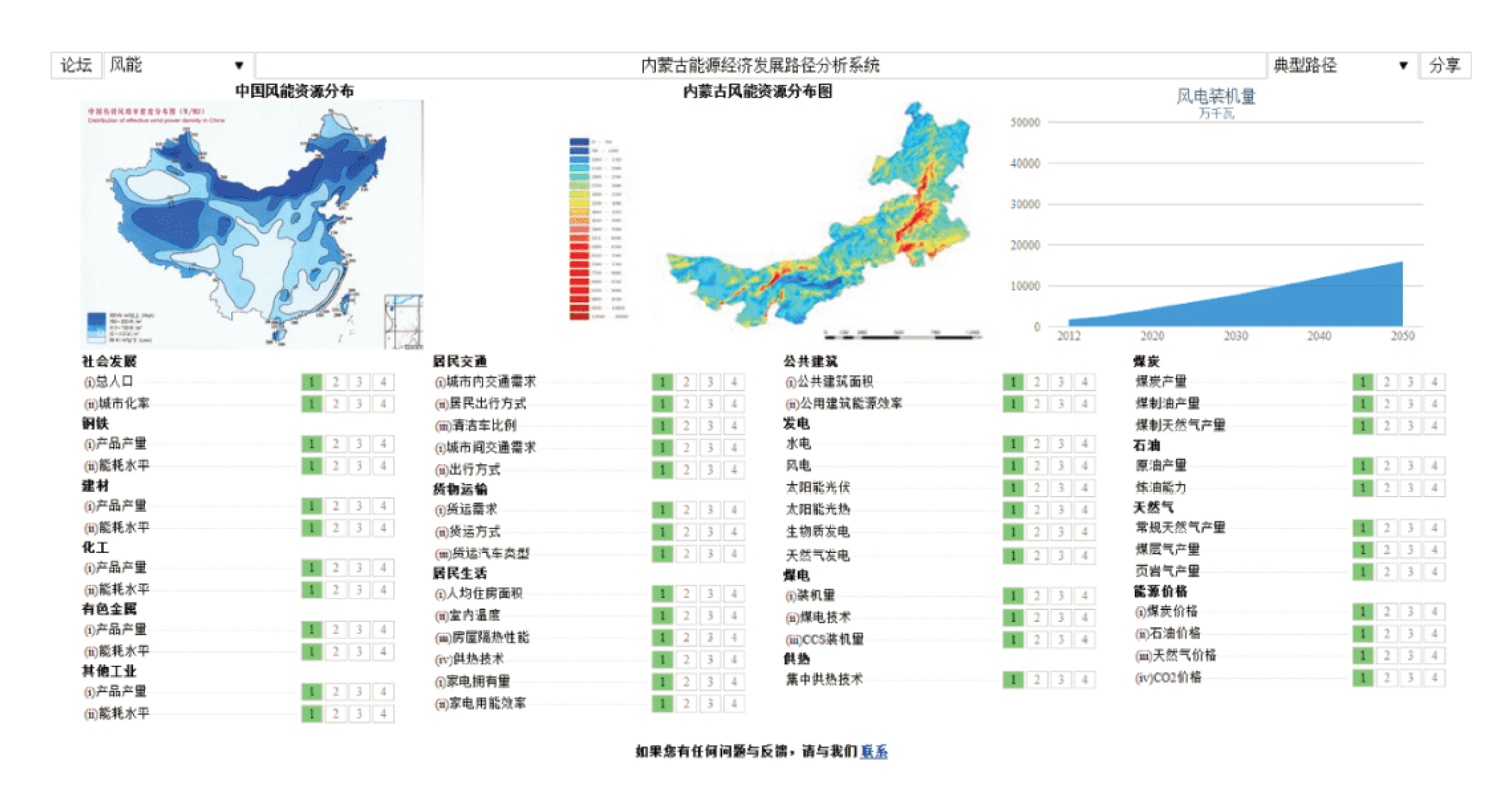
“天然气占比”折线图表示天然气消费比重及天然气生产比重，具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、城市交通需求、居民出行方式、人均住房面积、室内温度、房屋隔热性能、供热技术、公共建筑面积、公共建筑能源效率、常规天然气产量、煤层气产量、页岩气产量等。

4.6　风能

利用风能模块可整体分析风能供需形势，分析主要的风能需求部门与供应部门，考察风能供需平衡状况，也可分析总量控制下的政策组合与效果。风能模块提供了中国风能资源分布、内蒙古风能资源分布、风电装机量三个结果图表，表示2012—2050年间各模拟变量的变化给风能供应与需求带来的影响。

“中国风能资源分布图”表示中国风能资源整体分布情况（见附图12）。

“内蒙古风能资源分布图”表示内蒙古风能资源整体分布情况。“风电装机量”面积图表



附图 12　风能模块分析页面

示陆上风电的装机情况，具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、城市交通需求、居民出行方式、人均住房面积、室内温度、房屋隔热性能、供热技术、公共建筑面积、公共建筑能源效率、水电、风电、煤炭产量、煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况等。

4.7　太阳能

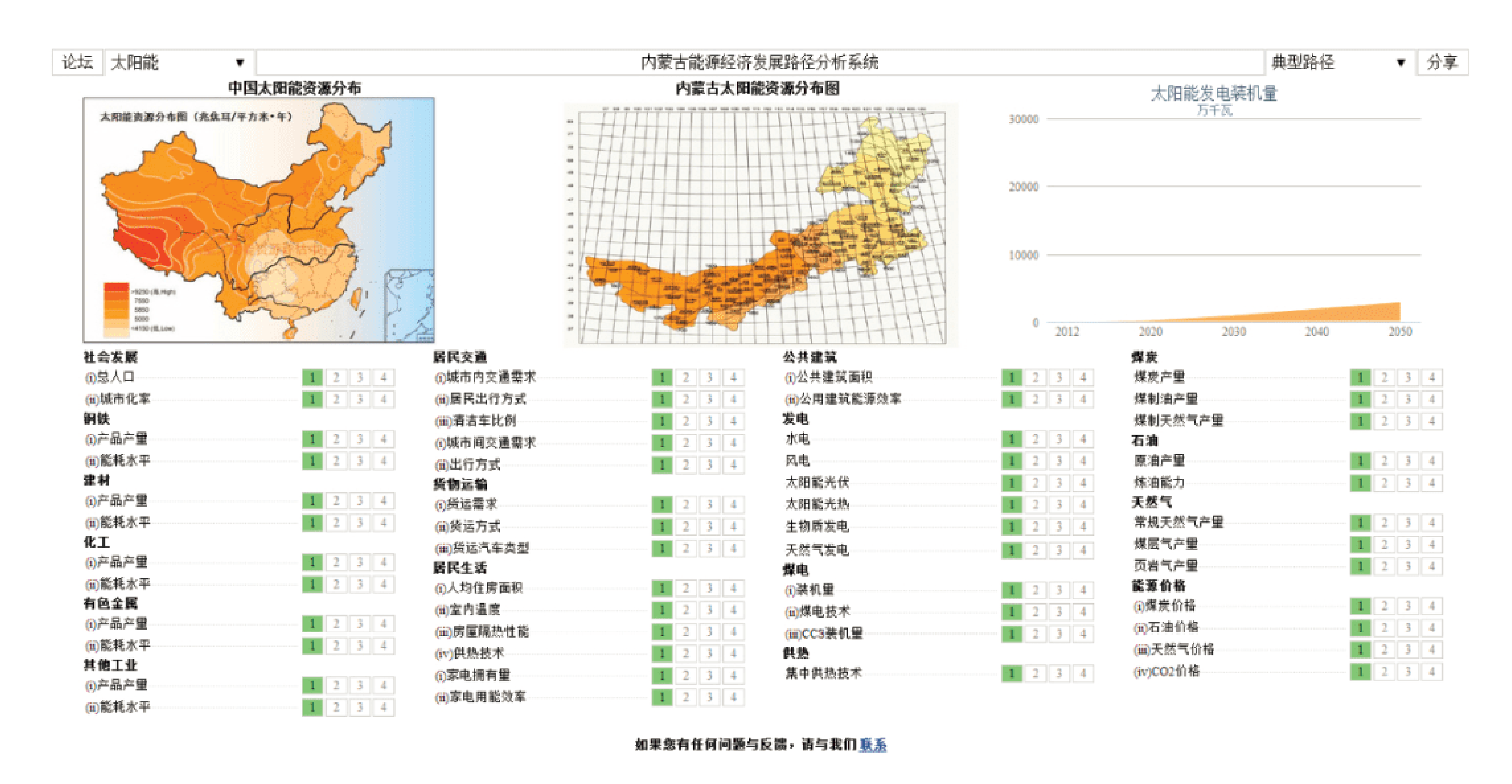
利用太阳能模块可整体分析太阳能供需形势，分析主要的太阳能需求部门与供应部门，考察太阳能供需平衡状况，也可分析总量控制下的政策组合与效果。太阳能模块提供了中国太阳能资源分布、内蒙古太阳能资源分布、太阳能发电装机量三个结果图表，表示了 2012—2050 年间各模拟变量的变化给太阳能供应与需求带来的影响。

"中国太阳能资源分布图"表示中国太阳能资源整体分布情况(见附图 13)。

"内蒙古太阳能资源分布图"表示内蒙古太阳能资源整体分布情况。"太阳能发电装机量"面积图表示太阳能光伏、太阳能热电的装机情况，具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、城市交通需求、居民出行方式、人均住房面积、室内温度、房屋隔热性能、供热技术、公共建筑面积、公共建筑能源效率、太阳能光伏、太阳能光热、煤炭产量、煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况等。

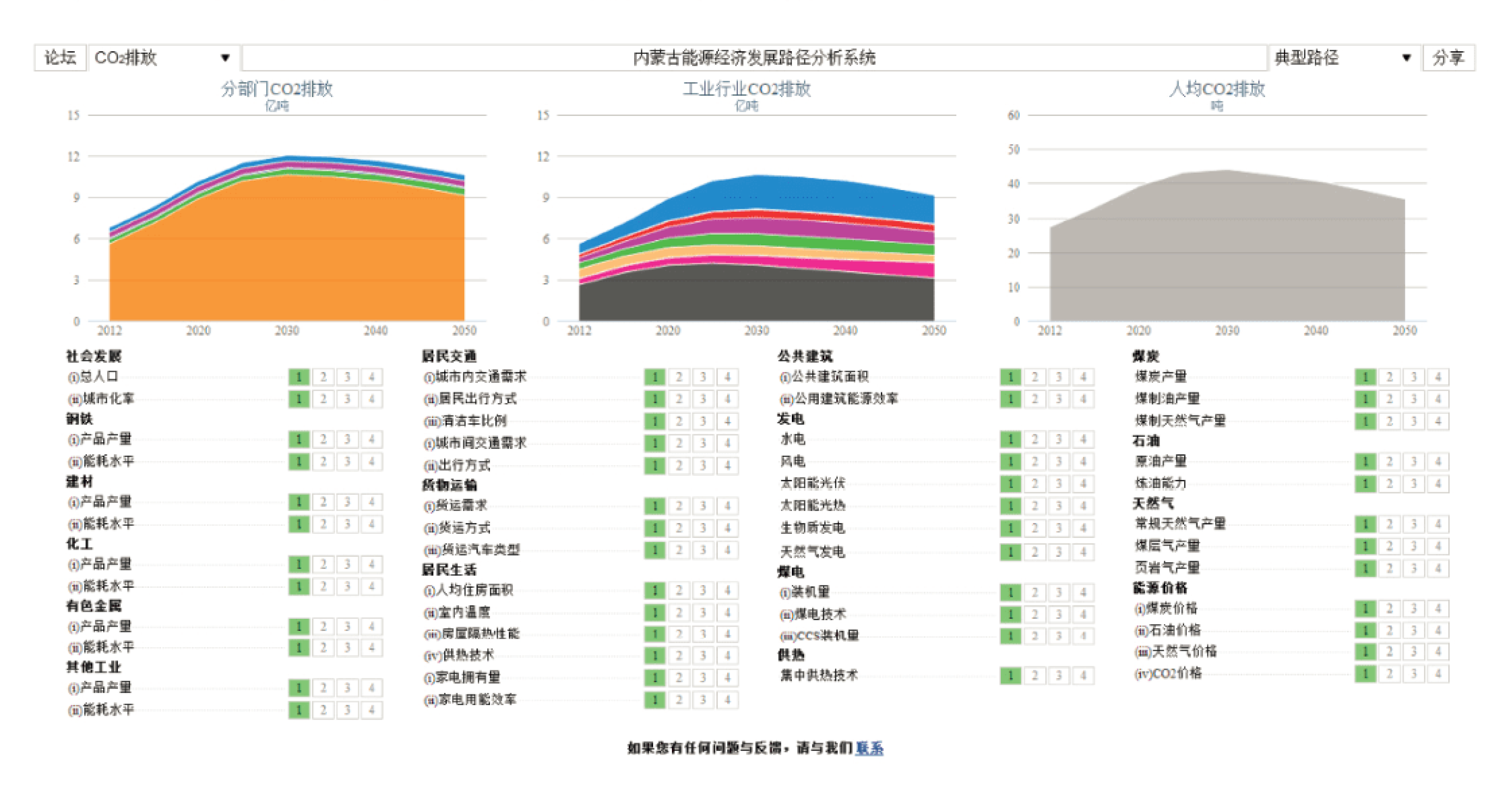
4.8　CO_2 排放

利用 CO_2 排放模块可整体分析 CO_2 排放情况，分析主要部门特别是工业行业的 CO_2 排放情况，也可分析总量控制下的政策组合与效果。CO_2 排放模块提供了分部门 CO_2 排放、工业行业 CO_2 排放、人均 CO_2 排放三个结果图表，表示 2012—2050 年间各模拟变量的变化给 CO_2 排放带来的影响。



附图 13　太阳能模块分析页面

“分部门 CO_2 排放”面积图表示居民生活、公共建筑、农业、交通、工业等部门的 CO_2 排放情况；具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、城市交通需求、居民出行方式、人均住房面积、室内温度、房屋隔热性能、供热技术、家电拥有量、家电用能效率、公共建筑面积、公共建筑能源效率、煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况等(见附图 14)。



附图 14　CO_2 排放模块分析页面

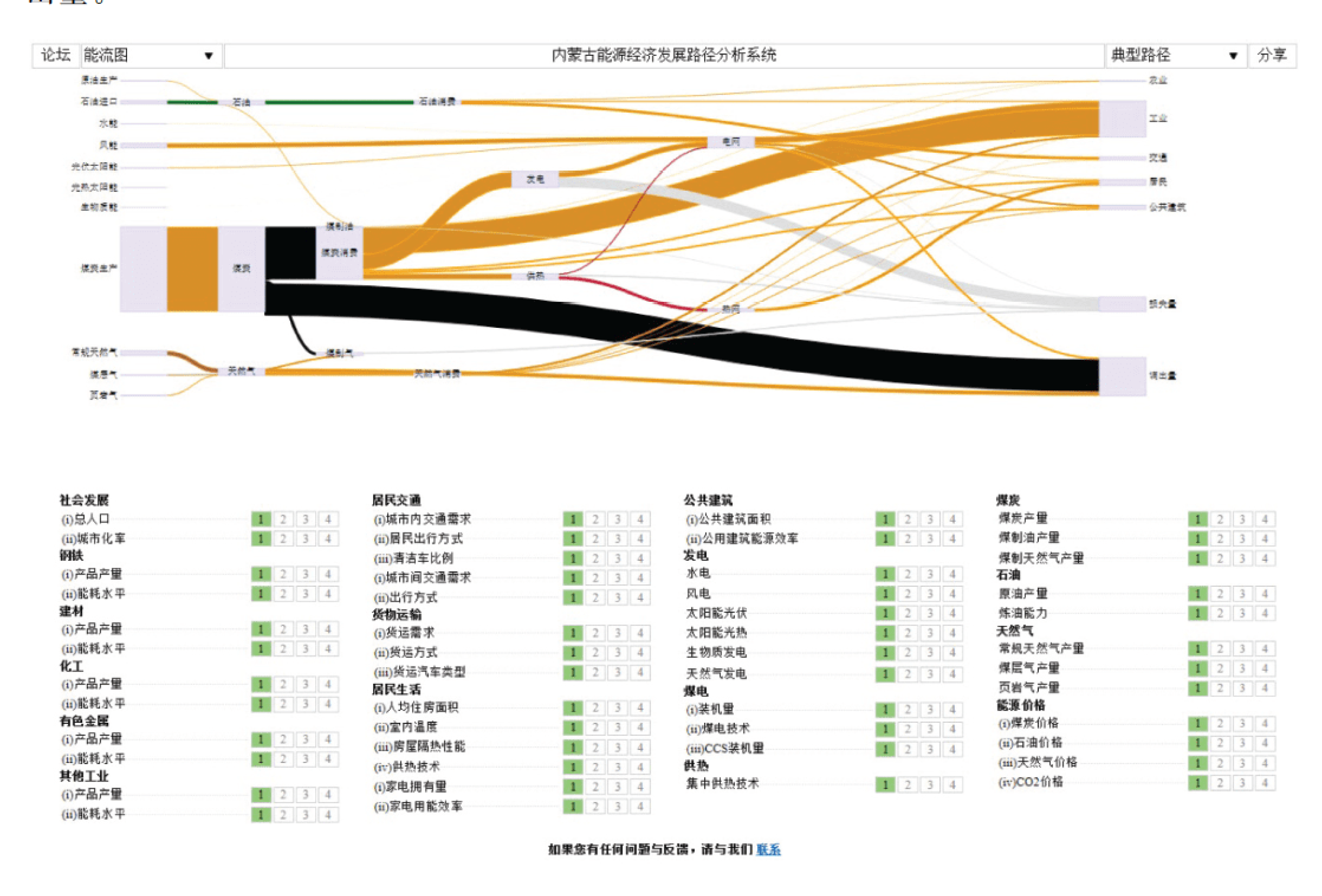
“工业行业 CO_2 排放”面积图表示其他工业、有色金属、钢铁、建材、化工、煤炭、供热、发电等行业的 CO_2 排放情况，具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、水电、风电、太阳能光伏、太阳能光

热、生物质发电、天然气发电等发电消耗、煤电装机量、煤制油产量、煤制天然气产量等。

“人均 CO_2 排放”面积图表示人均 CO_2 排放情况，具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、水电、风电、太阳能光伏、太阳能光热、生物质发电、天然气发电等发电消耗、煤电装机量、煤制油产量、煤制天然气产量等。

4.9 能流图

能流图模块提供了全社会能源系统的能流图结果图表，直观形象地展示了整个国家的能源统计概况（见附图 15）。从整体来看，该能流图左侧为能源的供应端，主要表示原油生产、石油进口、水能、风能、光伏太阳能、光热太阳能、生物质能、煤炭生产、常规天然气、煤层气、页岩气等（一次）能源的生产供应情况；中间部分清楚地表示能源产品从生产到最终消费的流动过程，首先生产出石油、煤炭、天然气，石油和天然气直接进入各行业消费，煤炭产品经过发电和供热消费进入电网和热网，并最终流向各行业消费；右侧为能源终端的最终使用情况，具体到农业、工业、交通、居民、公共建筑等行业的能源消耗量以及最终的损失量和调出量。



附图 15　能流图

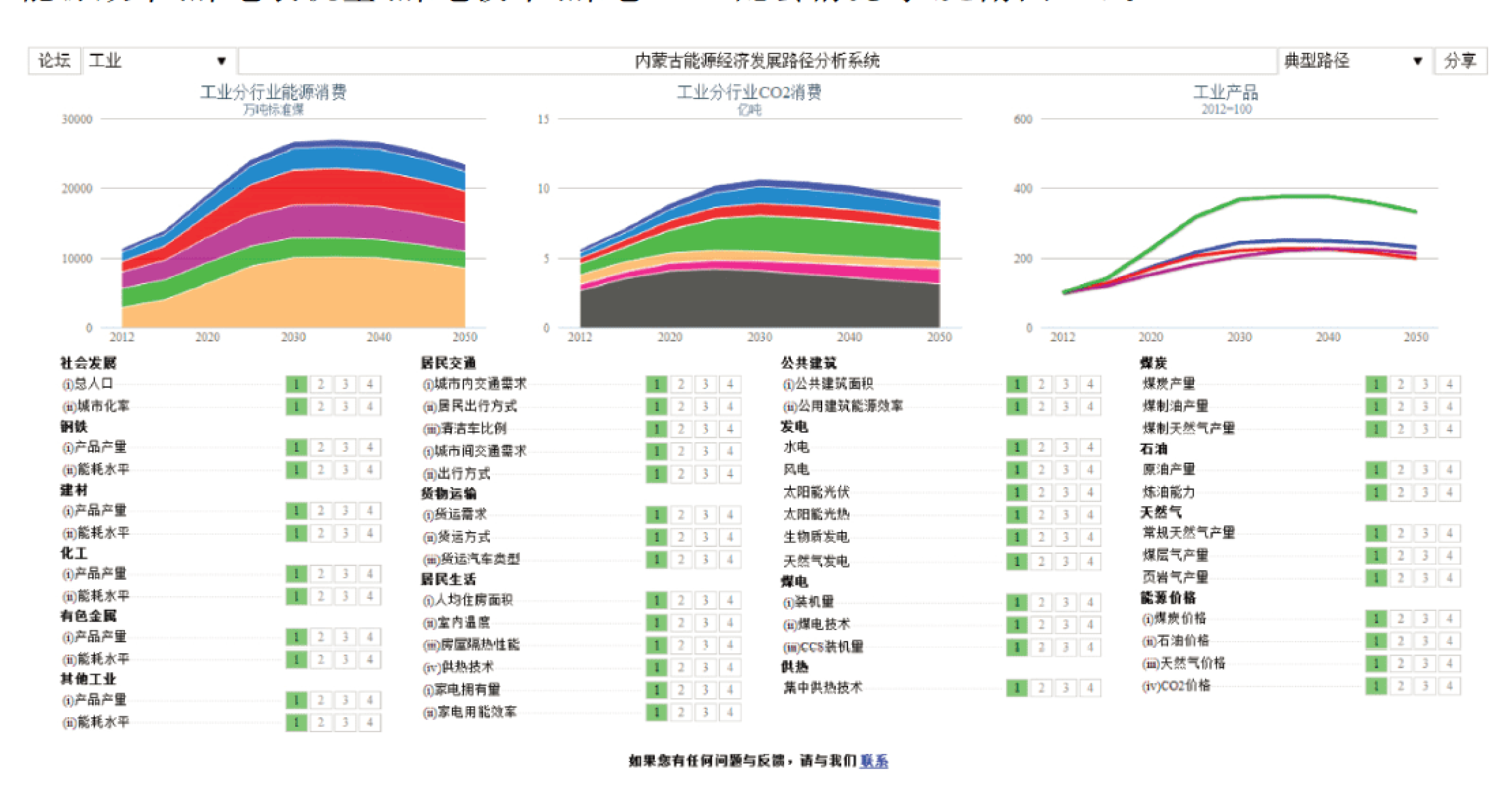
该模块涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、城市交通需求、居民出行方式、清洁车比例、城市间交通需求、出行方式、货运需求、货运方式、货运汽车类型、人均住房面积、室内温度、房屋隔热性能、供热技术、家电拥有量、家电用能效率、公共建筑面积、公共建筑能源效率、水电、风电、太

阳能光伏、太阳能光热、生物质发电、天然气发电等发电消耗、煤电装机量、煤电技术、煤电CCS配套情况、集中供热技术、煤炭产量、煤制油产量、煤制天然气产量、原油产量、炼油能力、常规天然气产量、煤层气产量、页岩气产量等。

4.10　工业

利用工业模块可整体分析工业分行业能源消费和CO_2排放形势以及工业产品的变化趋势，分析工业中主要行业的能源消费和CO_2排放形势以及工业产品的变化趋势，也可分析总量控制下的政策组合与效果。工业模块提供了工业分行业能源消费、工业分行业CO_2排放、工业产品三个结果图表，表示2012—2050年间各模拟变量的变化给工业各行业能源消费和CO_2排放情况以及工业产品带来的影响。

“工业分行业能源消费”面积图表示有色金属、钢铁、建材、化工、能源工业、其他工业等行业的能源消费情况，具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、城市交通需求、公共建筑面积、公共建筑能源效率、煤电装机量、煤电技术、煤电CCS配套情况等（见附图16）。



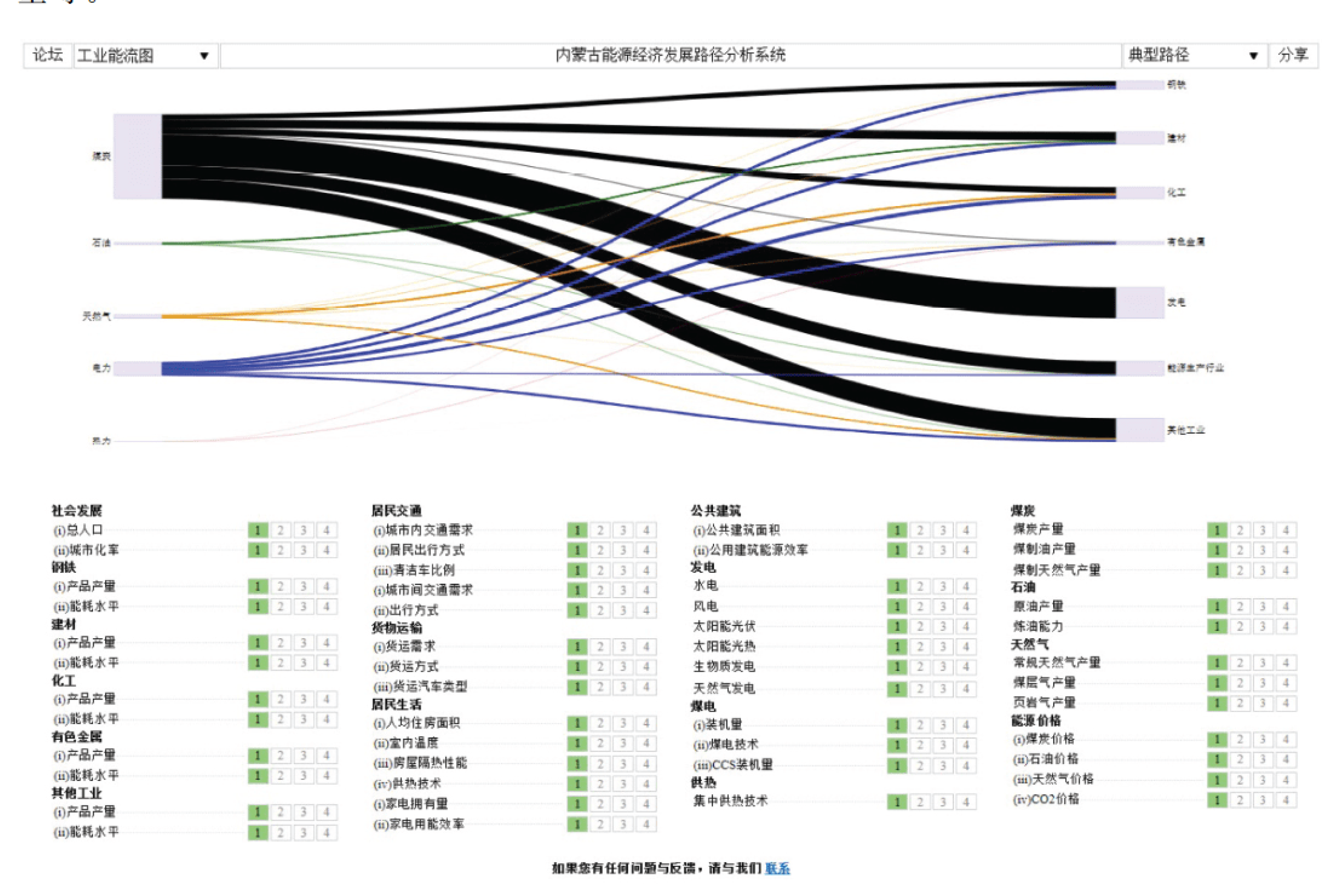
附图16　工业模块分析页面

“工业分行业CO_2排放”面积图表示钢铁、建材、化工、其他工业、煤炭、供热、发电等的CO_2排放情况，具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、人均住房面积、室内温度、房屋隔热性能、供热技术、公共建筑面积、公共建筑能源效率、水电、风电、太阳能光伏、太阳能光热、生物质发电、天然气发电等发电消耗、煤电装机量、煤制油产量、煤制天然气产量等。

“工业产品”折线图表示其他产品、钢铁、化肥、氧化铝等工业产品相对于基准年度2012年的变化趋势，具体涉及的模拟变量为：钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平等。

4.11　工业能流图

工业能流图模块(见附图 17)提供了整个工业系统的能流图,直观形象地展示了整个工业系统的能源供需概况。从整体来看工业能流图,左侧为工业系统能源的供应情况,主要是煤炭、石油、天然气、电力、热力的供应情况;右侧为工业各行业的能源使用情况,主要是流向钢铁、建材、化工、有色金属、发电、能源生产行业、其他工业等行业。具体涉及的模拟变量为:社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、人均住房面积、室内温度、房屋隔热性能、供热技术、家电拥有量、家电用能效率、公共建筑面积、公共建筑能源效率、水电、风电、太阳能光伏、太阳能光热、生物质发电、天然气发电等发电消耗、煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况、集中供热技术、煤炭产量、煤制油产量、煤制天然气产量、原油产量、炼油能力、常规天然气产量、煤层气产量、页岩气产量等。

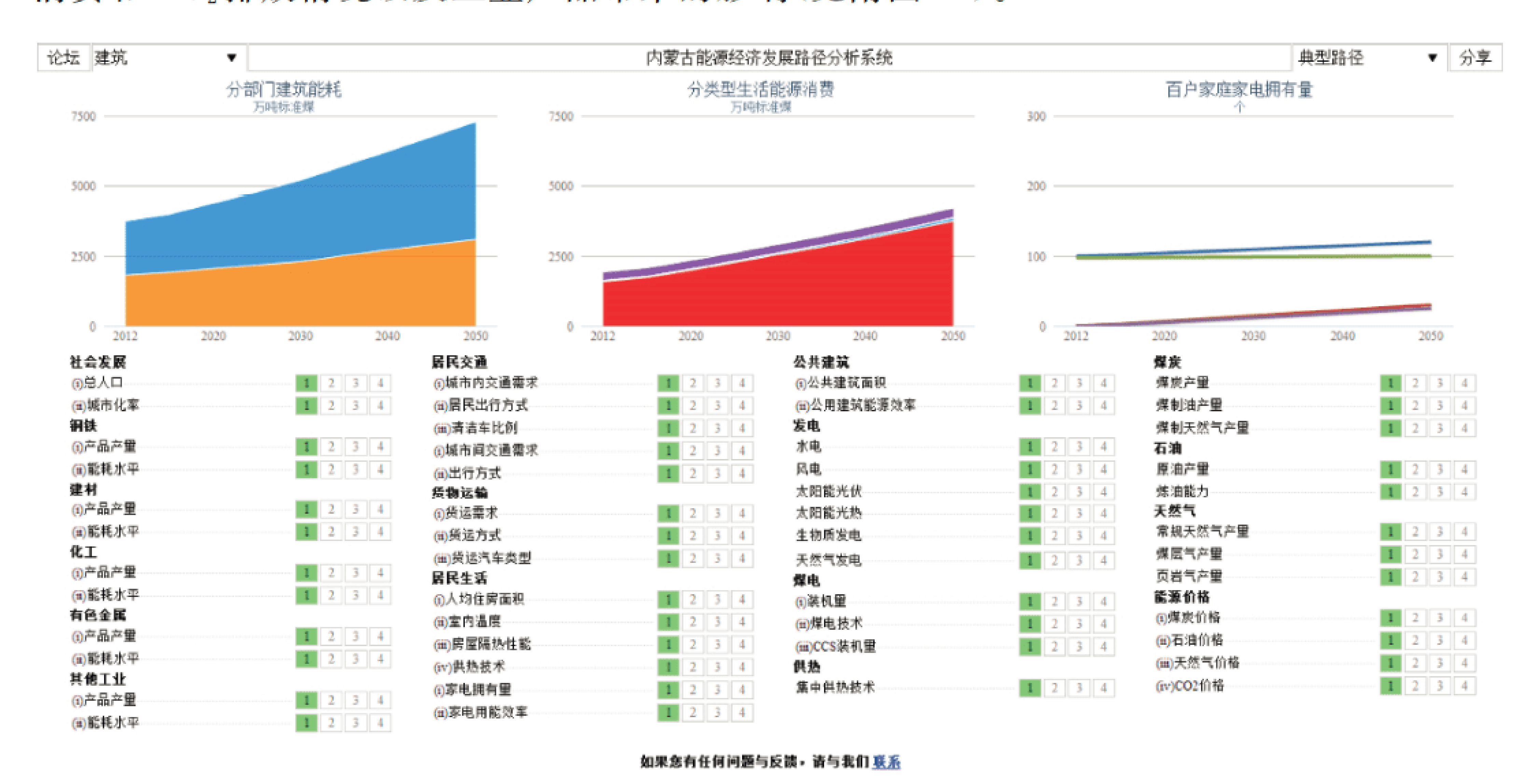


附图 17　工业能流图模块

4.12　建筑

利用建筑模块可整体分析工业分行业能源消费和 CO_2 排放形势以及工业产品的变化趋势,分析工业中主要行业的能源消费和 CO_2 排放形势以及工业产品的变化趋势,也可分析总量控制下的政策组合与效果。建筑模块提供了分部门建筑能耗、分类型生活能源消费、百户家庭家电拥有量三个结果图表,表示 2012—2050 年间各模拟变量的变化给建筑各行业能源

消费和 CO_2 排放情况以及工业产品带来的影响(见附图 18)。



附图 18　建筑模块分析页面

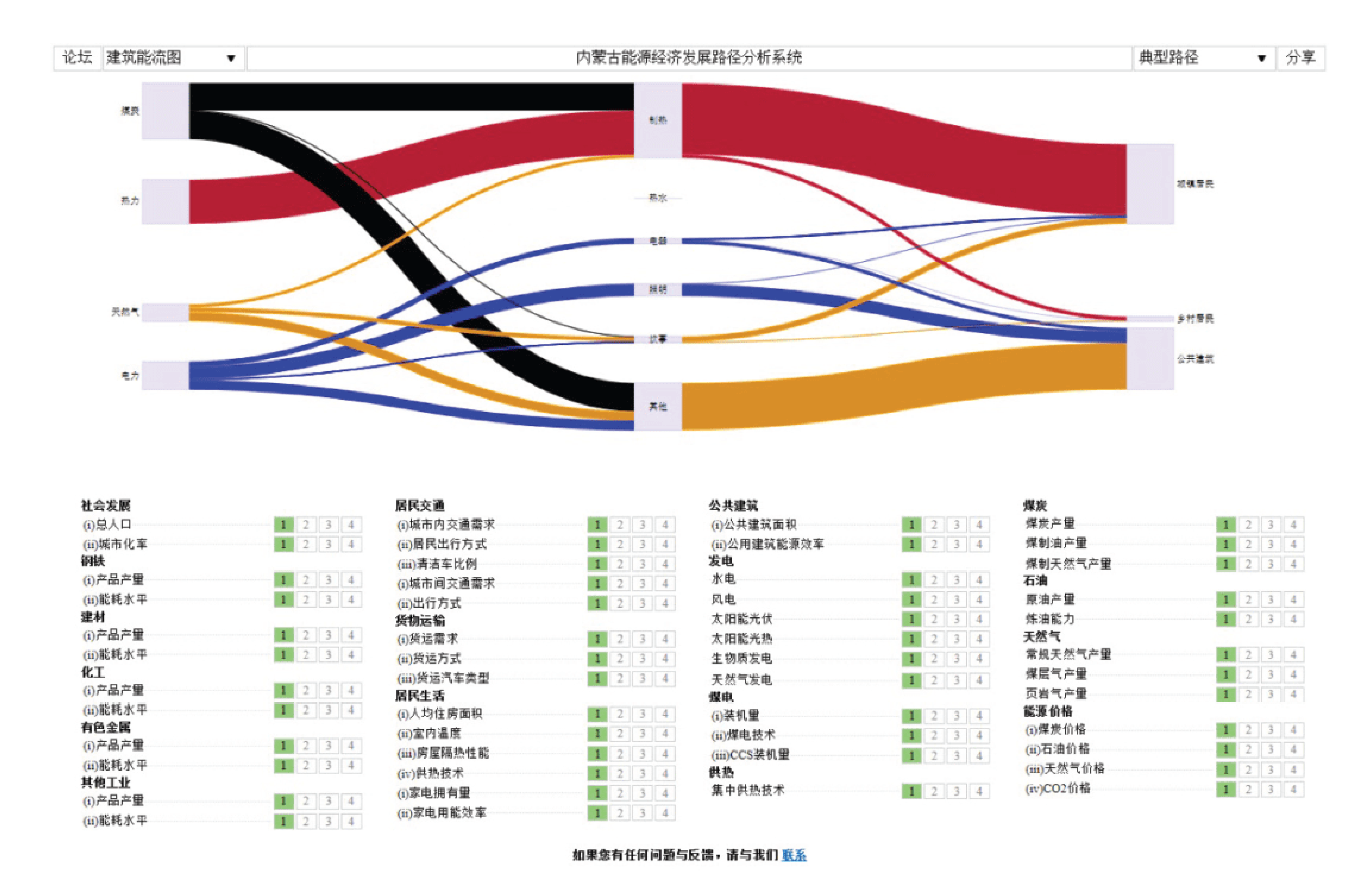
“分部门建筑能耗”面积图表示生活能耗、公共建筑等部门的能源消耗情况；具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、城市交通需求、公共建筑面积、公共建筑能源效率、煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况等。

“分类型生活能源消费”面积图表示炊事、照明、制热等生活类型的能源消费情况，具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、水电、风电、太阳能光伏、太阳能光热、生物质发电、天然气发电等发电消耗、煤电装机量、煤制油产量、煤制天然气产量等。

“百户家庭家电拥有量”折线图表示每百户家庭拥有电冰箱、洗衣机、洗碗机、烘干机等家电产品数量的变化趋势，具体涉及的模拟变量为：钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、人均住房面积、家电拥有量、家电用能效率等。

4.13　建筑能流图

建筑能流图模块(见附图 19)提供了整个建筑系统的能流图，直观形象地展示了整个建筑系统的能源供需概况。从整体来看建筑能流图，左侧为建筑系统的能源供应情况，主要是煤炭、热力、天然气、电力四大项；中间为制热、热水、电器、照明、炊事、其他等分用途使用情况；右侧为城镇居民、乡村居民、公共建筑的汇总使用情况。具体涉及的模拟变量为：社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、人均住房面积、室内温度、房屋隔热性能、供热技术、家电拥有量、家电用能效率、公共建筑面积、公共建筑能源效率、煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况、集中供热技术、煤炭产量、常规天然气产量等。



附图 19　建筑能流图模块

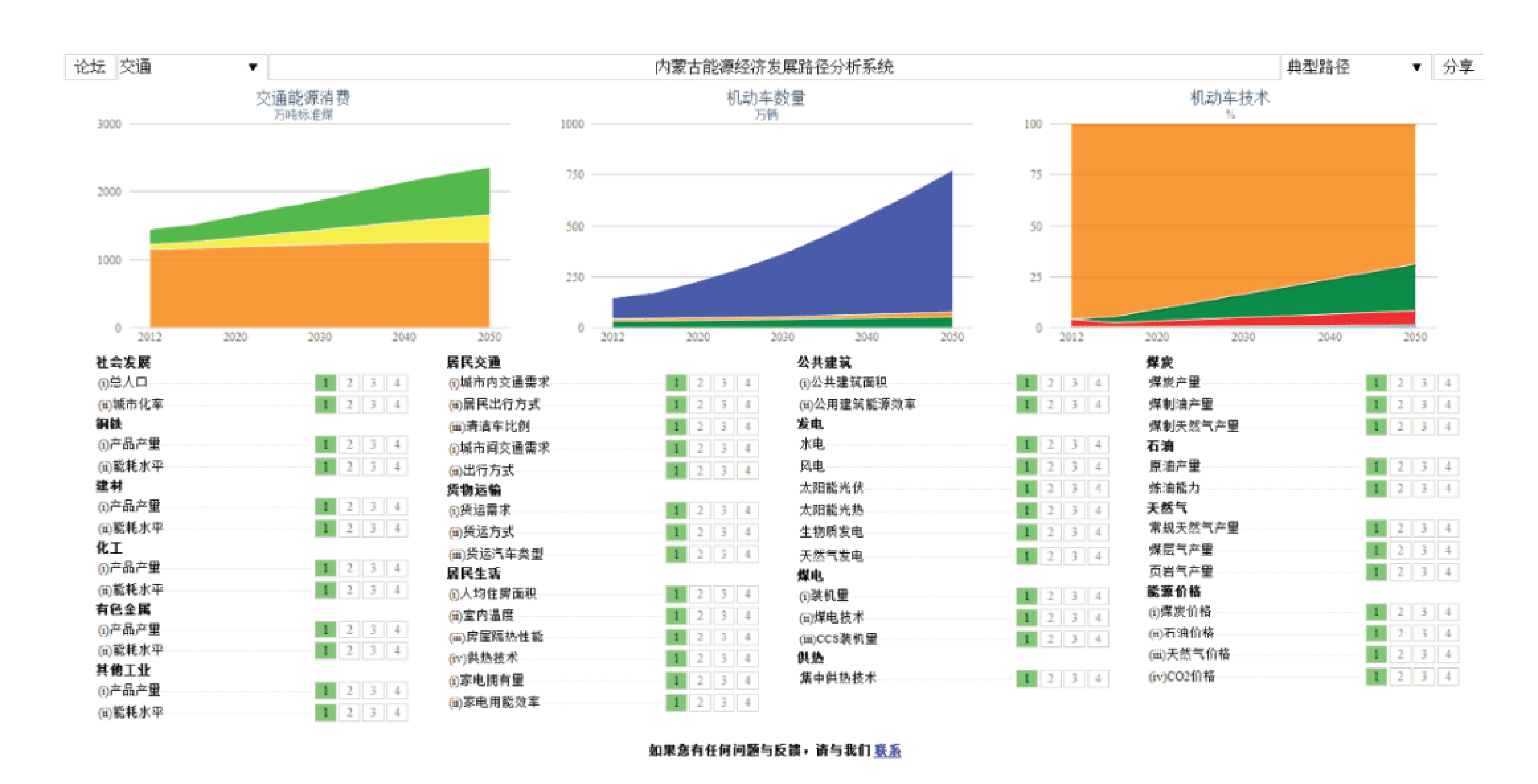
4.14　交通

利用交通模块(见附图 20)可整体分析交通行业能源消费形势以及机动车数量和技术的变化趋势,也可分析总量控制下的政策组合与效果。交通模块提供了交通能源消费、机动车数量、机动车技术三个结果图表,表示 2012—2050 年间各模拟变量的变化给交通行业能源消费情况以及机动车数量和技术带来的影响。

“交通能源消费”面积图表示城市交通、城市间交通、货物运输等的能源消耗情况,具体涉及的模拟变量为:社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、城市交通需求、居民出行方式、清洁车比例、城市间交通需求、出行方式、货运需求、货运方式、货运汽车类型、煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况等。

“机动车数量”面积图表示私人机动车、客运汽车、货运机动车等数量变化趋势,具体涉及的模拟变量为:社会发展总人口、社会发展城市化率、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、城市交通需求、居民出行方式、清洁车比例、城市间交通需求、出行方式、货运需求、货运方式、货运汽车类型等。

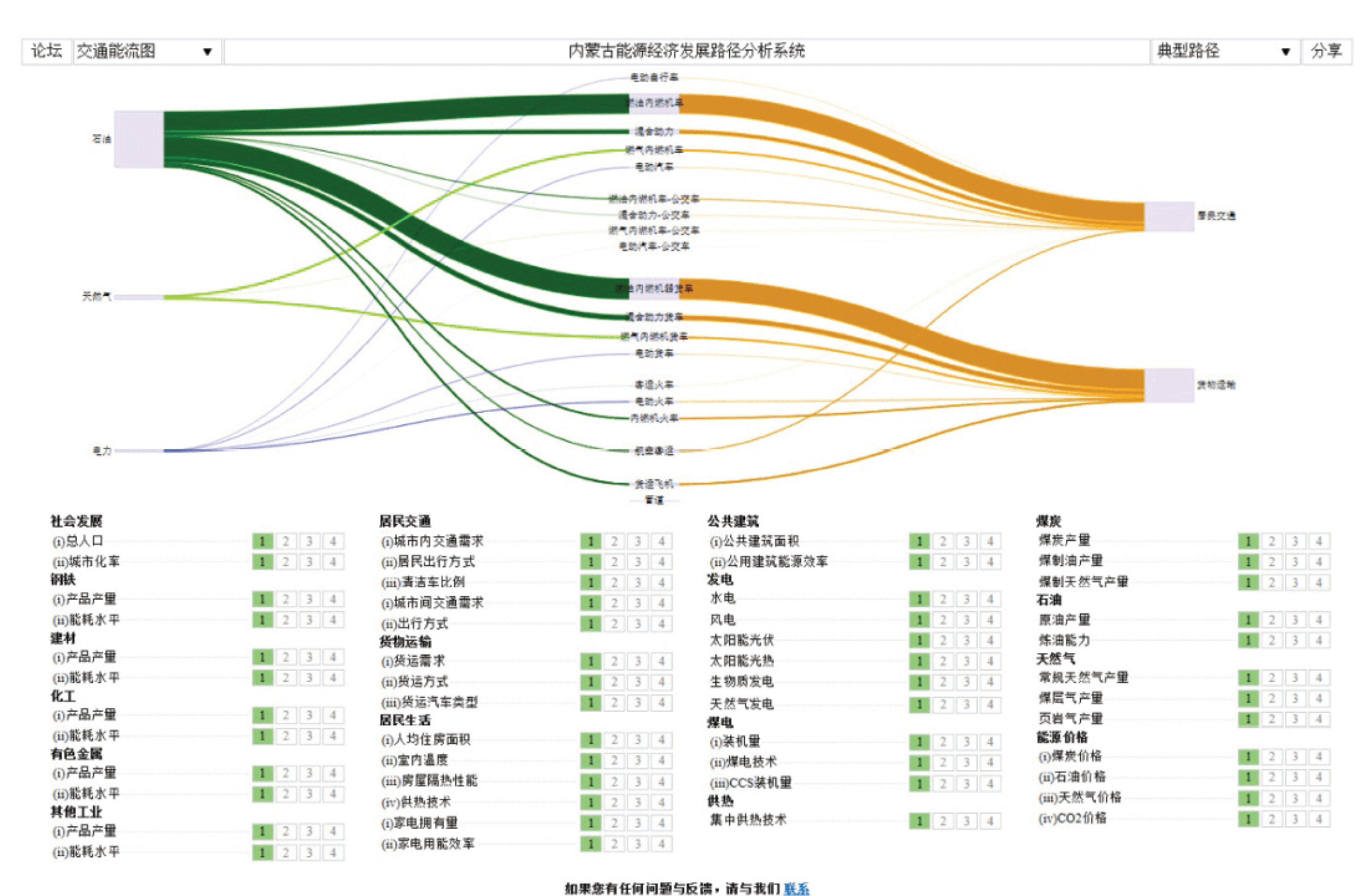
“机动车技术”面积图表示燃油内燃机车、混合动力、燃气内燃机车、电动汽车、燃料电池汽车所占百分比的变化趋势情况,具体涉及的模拟变量为:钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产量和能耗水平、城市交通需求、居民出行方式、清洁车比例、城市间交通需求、出行方式、货运需求、货运方式、货运汽车类型等。



附图 20　交通模块分析页面

4.15　交通能流图

交通能流图(见附图 21)模块直观反映了居民交通和货物运输中的能流结构,提供了交通能流图,表示了各交通模拟变量的变化给能源供需平衡带来的影响。

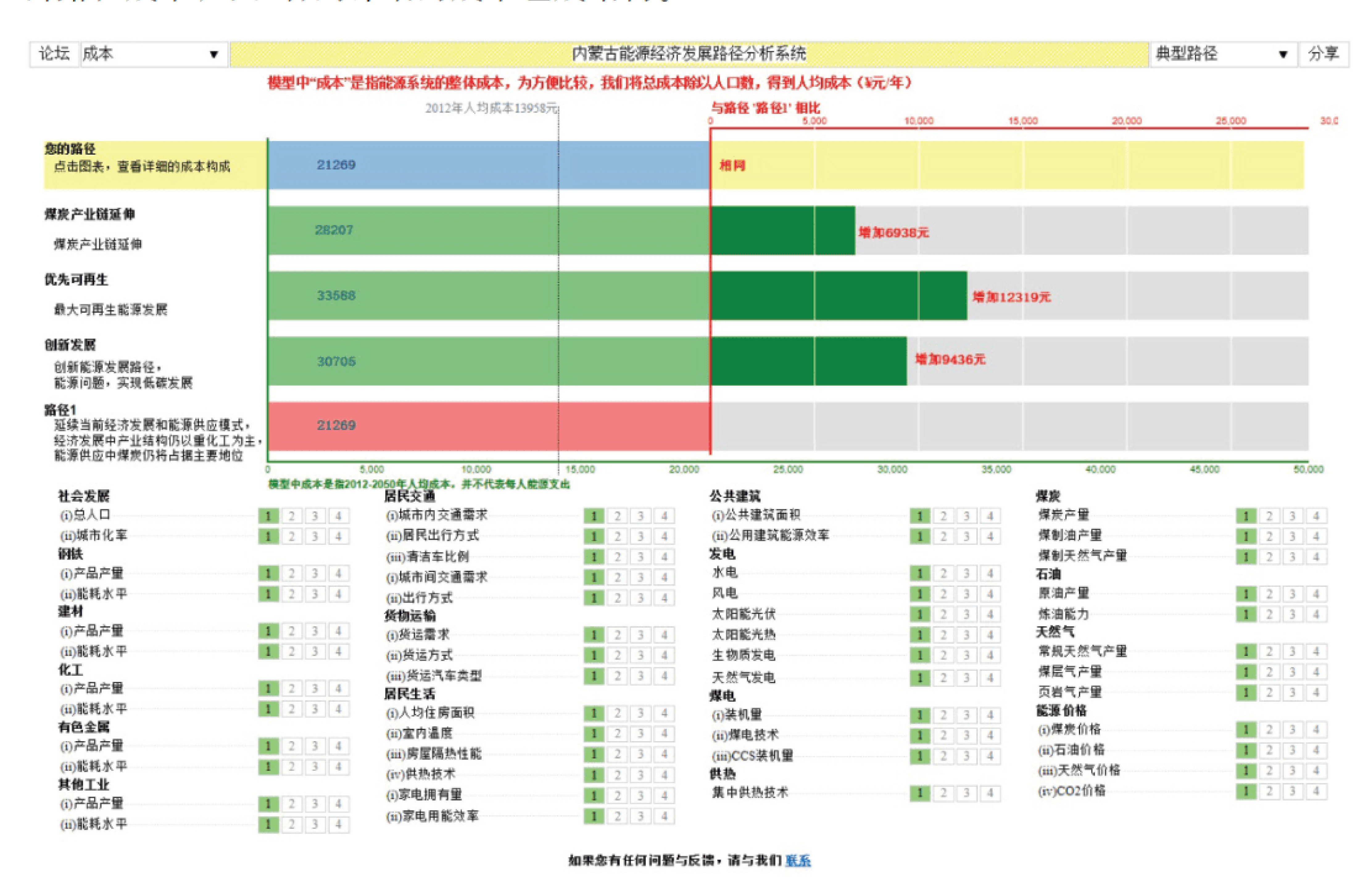


附图 21　交通能流图模块

交通能流图左侧的石油、天然气和电力三者为供能系统，中间按燃油机类型可以将交通工具分为电动自行车、燃油内燃机车、混合动力、电动汽车、燃油内燃机车公交车、混合动力公交车、燃气内燃机车公交车、电动汽车公交车、燃油内燃机货车、混合动力货车、燃气内燃机火车、电动货车、客运货车、电动火车、内燃机火车、航空客运、货运飞机等交通出行方式，通过它们的消耗和转化进入能源终端，即交通能流图右侧的居民交通和货物运输。整个能量系统涉及的模拟变量为：城市交通需求、居民出行方式、城市间交通需求、货物运输需求、货运方式、货运汽车类型、原油产量、炼油能力、常规天然气产量等。

4.16 成本

利用成本模块（见附图 22）可分析整体能源系统的发展成本与收益，可对比分析路径 1、路径 4、优先可再生、创新发展、煤炭产业链延伸等不同路径的成本收益，得到全社会能源系统的人均成本的结果图表，直观表示了各模型变量的变化对人均能源成本造成的影响。点击路径成本，可以看到详细的成本组成结构。



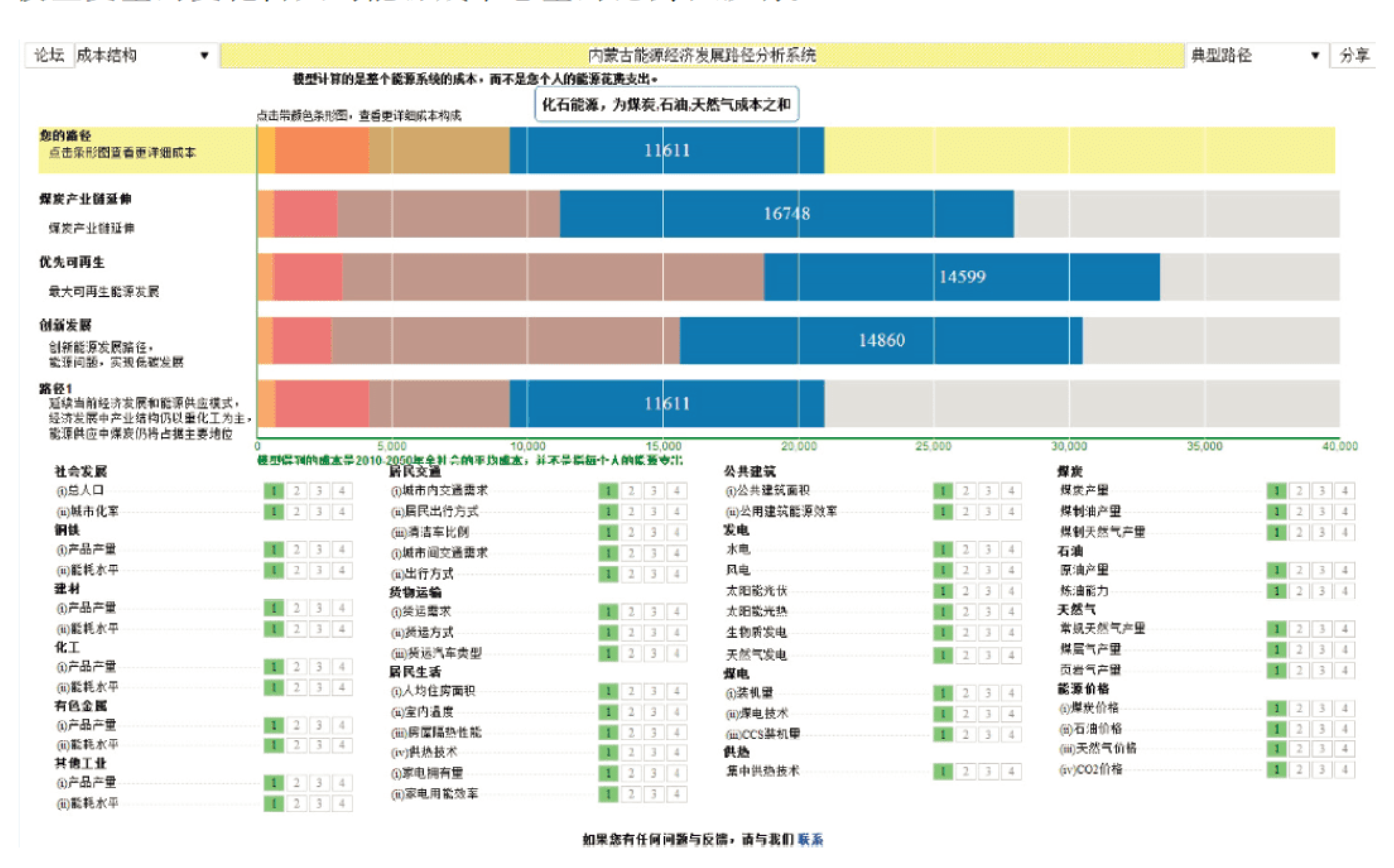
附图 22　成本模块分析页面

其中路径 1 表示延续当前经济发展和能源供应模式，经济发展中产业结构仍以重化工为主，能源供应中煤炭仍将占据主要地位；创新发展代表了创新能源发展路径，倡导实现低碳发展；优先可再生表示最大化地发展可再生资源；路径 4 代表了完全实现低能耗、低碳的发展目标。该模块具体涉及的模拟变量有：总人口、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产品产量和能耗水平、城市交通需求、居民出行方式、清洁车比例、城市间交通需求、出行方式、货物运输需求、货运方式、货运汽车类型、人均住房面积、家电拥有量、家电用能效率、公

共建筑面积、公共建筑能源效率、发电模块、煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况、供热技术、煤炭、石油、天然气产量以及煤炭、石油、天然气价格、CO_2捕集价格等。

4.17 成本结构

利用成本结构模块(见附图 23)可分析整体能源系统的发展成本收益结构，直观显示路径 1、路径 4、优先可再生、创新发展、煤炭产业链延伸等不同路径的成本收益结构，提供全社会整个能源系统的成本结构数据图表，具体表示建筑、交通、发电、化石能源等不同能源部门模型变量的变化占人均能源成本总量的比例和影响。

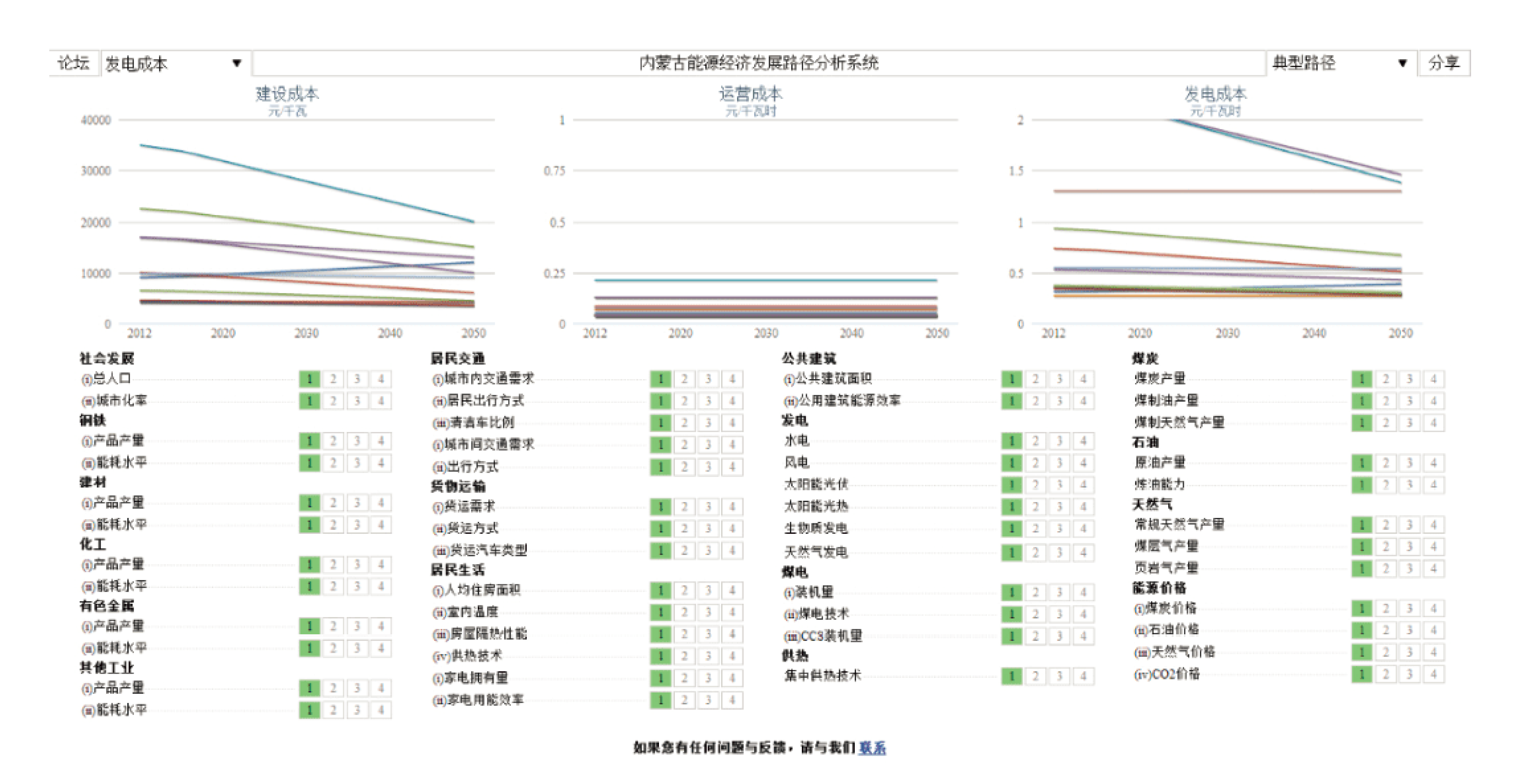


附图 23　成本结构模块分析页面

点击成本收益结构图，可进一步获取当前路径情境下，四大能源部门更加详细的成本构成。以发电部门为例，更加详细的成本构成包括陆上风电、太阳能光伏、太阳能热电、生物质发电、亚临界燃煤发电、超临界燃煤发电、超超临界燃煤发电等部分。该模块具体涉及的模拟变量有：总人口、居民出行方式、清洁车比例、城市间交通需求、出行方式、货物运输需求、货运方式、货运汽车类型、人均住房面积、家电拥有量、家电用能效率、公共建筑面积、公共建筑能源效率、发电模块、煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况、供热技术、煤炭、石油、天然气产量以及煤炭、石油、天然气价格、CO_2捕集价格等。

4.18 发电成本

发电成本模块(见附图 24)反映了整体能源系统中用于能源设备建设和运营所需的成本资金投入，直观表示了由于能源系统中能源技术、能源产品价格等不确定性带来的整个能



附图 24　发电成本模块分析页面

源系统发电成本的变化。该模块提供了建设成本、运营成本和发电成本三个结果图表，具体表现了各模拟变量的变化给发电成本带来的影响。

“建设成本”线形图分别表示太阳能热电、海上风电、IGCC 燃煤发电、太阳能光伏、核电、陆上风电、高温超超临界燃煤发电、超超临界燃煤发电、超临界燃煤发电等设备随时间变化(2012—2050 年)的建设成本。

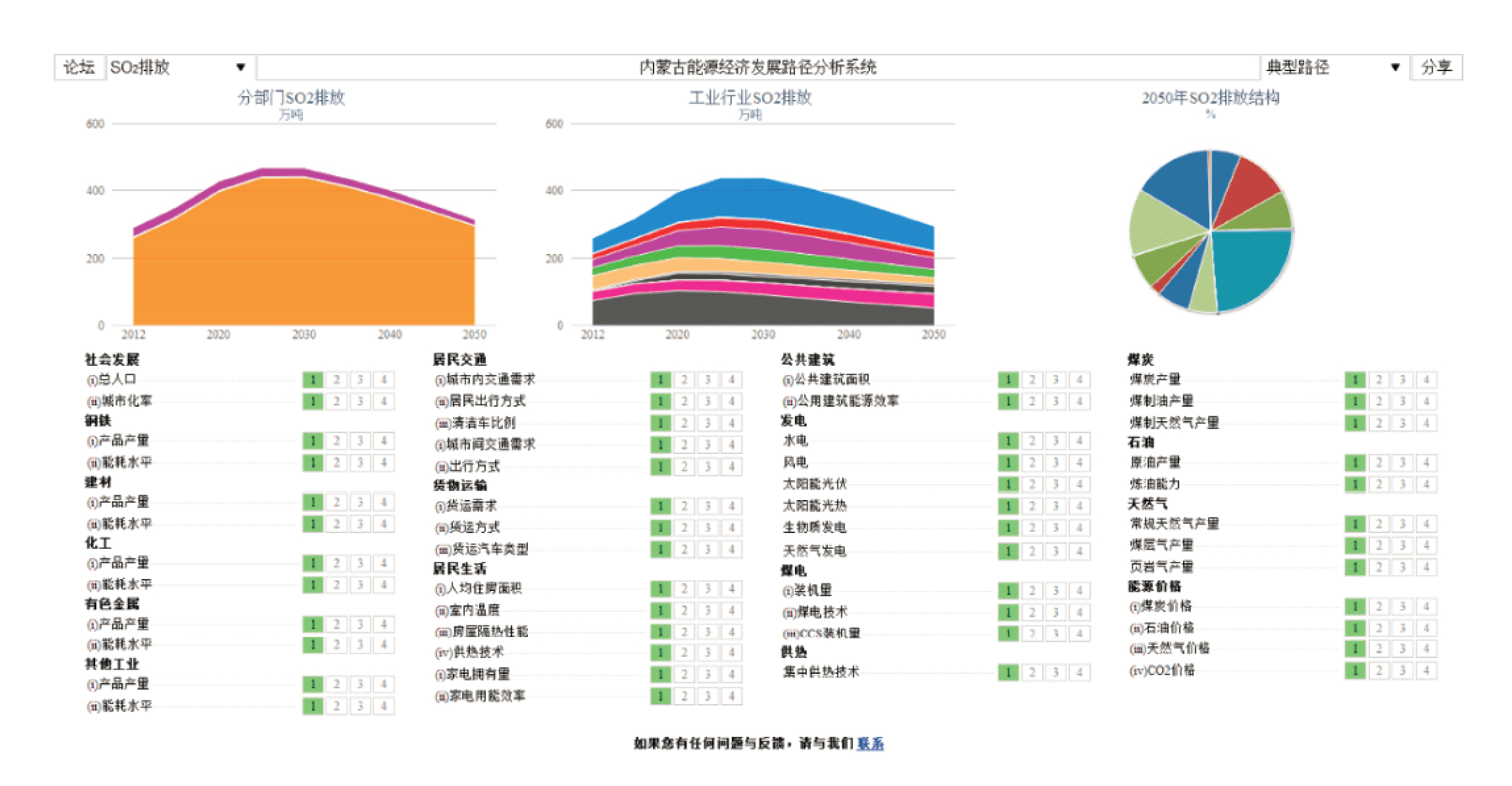
“运营成本”线形图分别表示太阳能热电、海上风电、IGCC 燃煤发电、太阳能光伏、核电、陆上风电、高温超超临界燃煤发电、超超临界燃煤发电、超临界燃煤发电等设备随时间变化(2012—2050 年)的运营成本。

“发电成本”线形图分别表示太阳能光伏、太阳能热电、天然气发电、海上风电、陆上风电、IGCC 燃煤发电、高温超超临界燃煤发电、超超临界燃煤发电、超临界燃煤发电、生物质发电等发电类型随时间变化(2012—2050 年)的发电成本，具体涉及的模型变量包括：煤炭价格、石油价格、天然气价格、太阳能光伏发电、太阳能光热发电、生物质发电、天然气发电、风电发电、煤电装机量、煤电技术等。

4.19　SO_2的排放

利用 SO_2 模块可预测内蒙古经济和能源发展带来的 SO_2 气体排放状况，为内蒙古推行温室气体排放总量控制提供决策支撑，同时为全国减排工作的积极开展提供示范。SO_2 模块提供了分部门 SO_2 排放、工业行业 SO_2 排放、2050 年 SO_2 排放结构三个结果图表，具体表现了各模拟变量的变化给 SO_2 排放带来的影响(见附图 25)。

“分部门 SO_2 排放”面积图表示建筑、农业、工业等部门在 2012—2050 年期间 SO_2 气体的排放情况和变化趋势，具体涉及的模拟变量包括：总人口、城市化率、建材、化工、有色金属、其他工业的产品产量和能耗水平，公共建筑面积、公共建筑能源效率、煤炭产量、煤制油产量、煤制天然气产量等。



附图 25　SO_2排放模块分析页面

“工业行业 SO_2排放”面积图具体显示了其他工业、有色金属、建材、化工、煤炭生产、煤制天然气、煤制油、煤炭发电、集中供热系统等行业在 2012 年至 2050 年间产生的 SO_2量和变化趋势。具体涉及的模拟变量包括：总人口、城市化率、建材、化工、有色金属、其他工业的产品产量和能耗水平，煤炭产量、煤制油产量、煤制天然气产量、集中供热技术、煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况等。

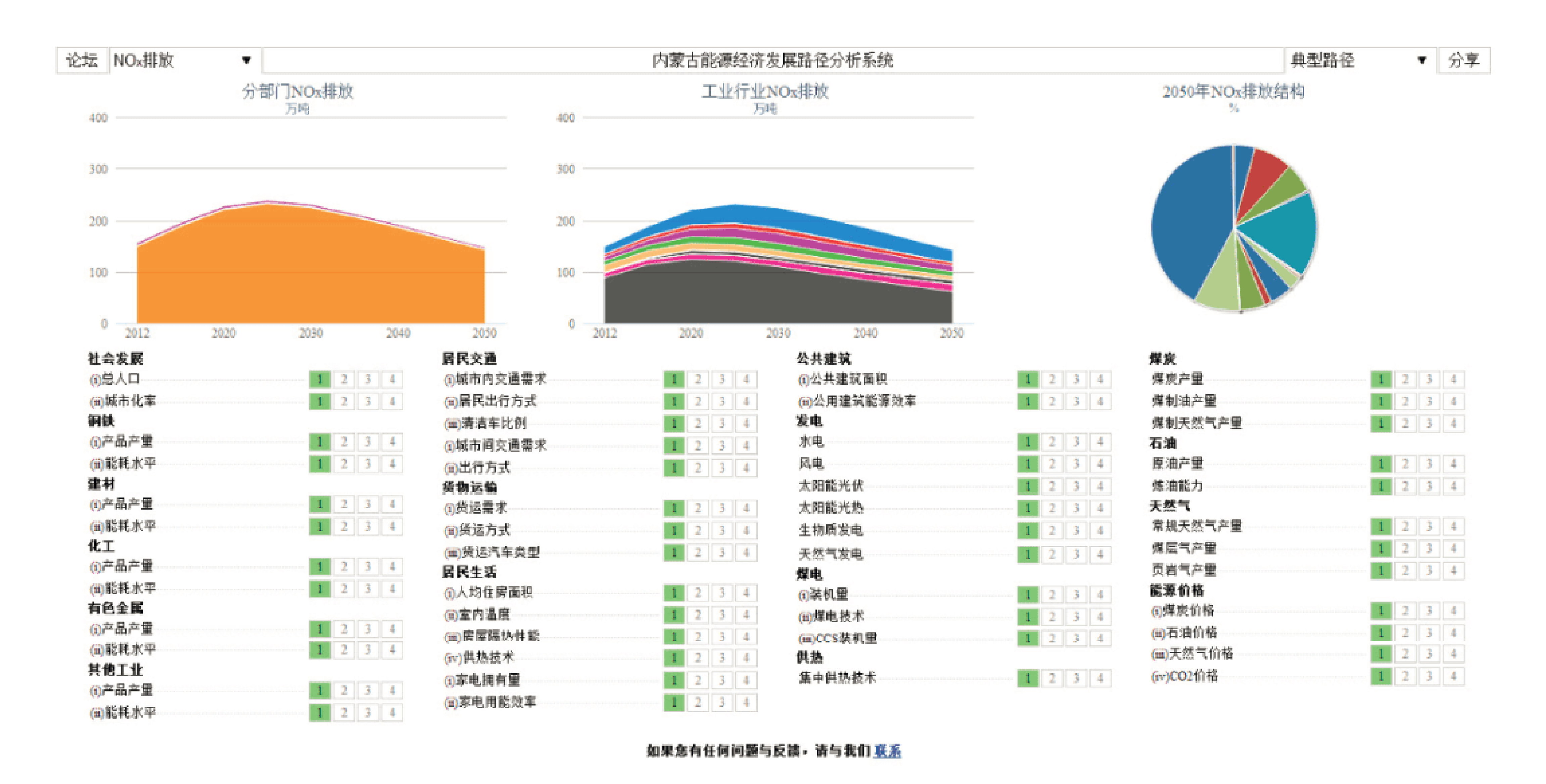
“2050 年 SO_2排放结构”饼形图重点展示了 2050 年各行业产生 SO_2气体量所占比重，主要包括煤炭发电、农业、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业、建筑能源消费、煤炭生产、煤制油、煤制天然气、集中供热系统等部门。

4.20　NO_x 的排放

利用 NO_x 模块可预测内蒙古经济和能源发展带来的 NO_x 气体排放状况，为内蒙古推行温室气体排放总量控制提供决策支撑，同时为全国减排工作的积极开展提供示范。NO_x 模块提供了分部门 NO_x 排放、工业行业 NO_x 排放、2050 年 NO_x 排放三个结果图表，具体表现了各模拟变量的变化给 NO_x 排放带来的影响(见附图 26)。

“分部门 NO_x 排放”面积图表示建筑、农业、工业等部门在 2012—2050 年期间 NO_x 气体的排放情况和变化趋势，具体涉及的模拟变量包括：总人口、城市化率、建材、化工、有色金属、其他工业的产品产量和能耗水平，公共建筑面积、公共建筑能源效率、煤炭产量、煤制油产量、煤制天然气产量等；

“工业行业 NO_x 排放”面积图具体分析了其他工业、有色金属、建材、化工、煤炭生产、煤制天然气、煤制油、煤炭发电、集中供热系统等行业在 2012 年至 2050 年间产生的 NO_x 量和变化趋势。具体涉及的模拟变量包括：总人口、城市化率、建材、化工、有色金属、其他工业的产品产量和能耗水平，煤炭产量、煤制油产量、煤制天然气产量、集中供热技术、煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况等；



附图 26　NO_x 模块分析页面

"2050 年 NO_x 排放结构"饼形图重点展示了 2050 年各行业产生 NO_x 气体量所占比重，主要包括煤炭发电、农业、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业、货物运输、城市交通、建筑能源消费、煤炭生产、煤制油、煤制天然气、集中供热系统等部门。

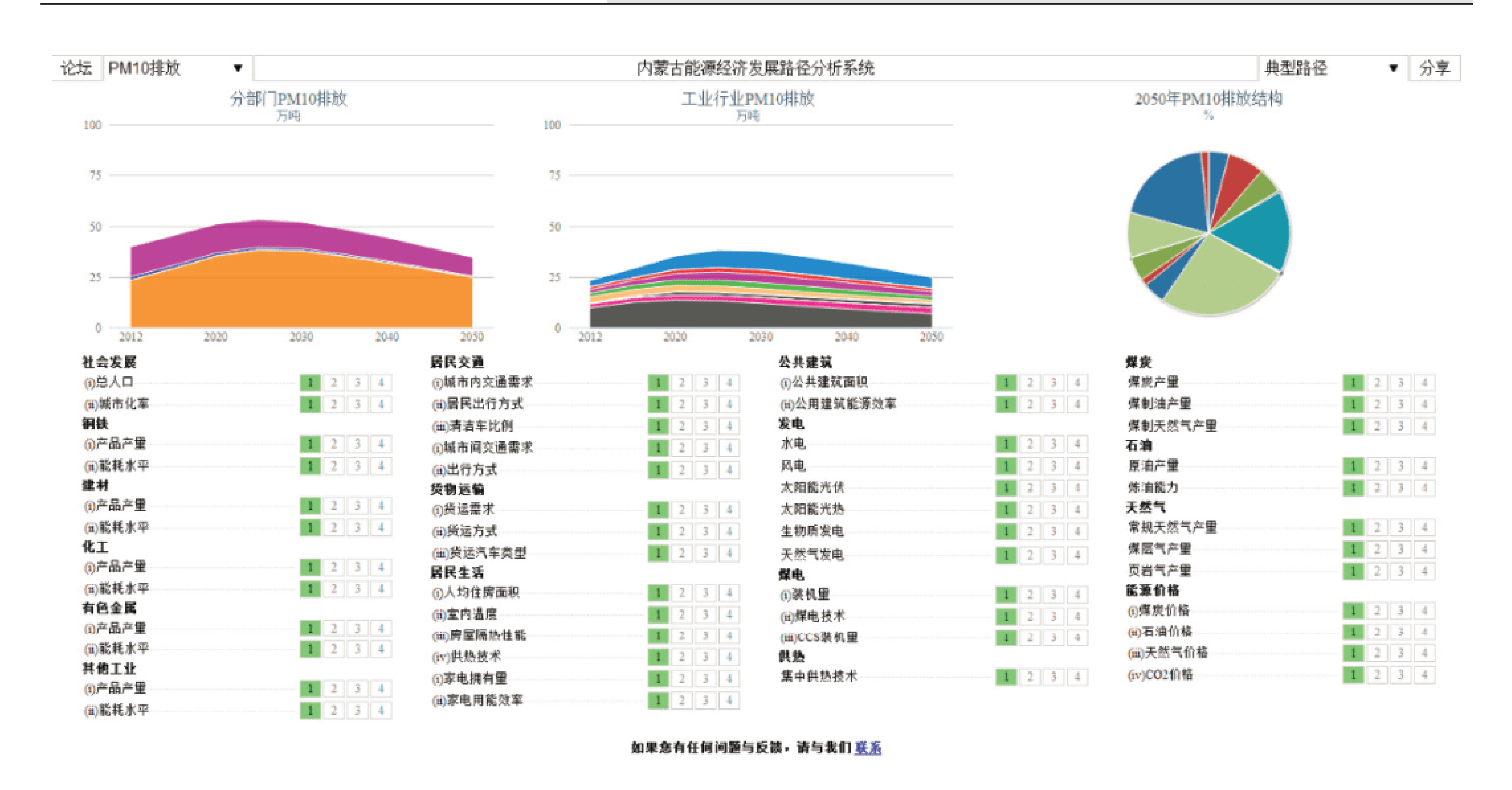
4.21　PM10 排放物

利用 PM10 模块可以分析和预测 2012—2050 年间内蒙古在经济、社会和能源发展过程中带来的空气污染和污染颗粒排放情况，为解决内蒙古经济、能源、社会等发展带来的问题提供决策支持。PM10 模块直观反映了分部门 PM10 排放、工业行业 PM10 排放、2050 年 PM10 排放结构三个结果图表(见附图 27)。

"分部门 PM10 排放"面积图表示建筑、农业、工业等部门在 2012—2050 年期间 PM10 排放情况和变化趋势。具体涉及的模拟变量包括：总人口、城市化率、建材、化工、有色金属、其他工业的产品产量和能耗水平，公共建筑面积、公共建筑能源效率、煤炭产量、煤制油产量、煤制天然气产量等；

"工业行业 PM10 排放"面积图具体分析了其他工业、有色金属、建材、化工、煤炭生产、煤制天然气、煤制油、煤炭发电、集中供热系统等行业在 2012—2050 年间产生的 PM10 数量和变化趋势。具体涉及的模拟变量包括：总人口、城市化率、建材、化工、有色金属、其他工业的产品产量和能耗水平，煤炭产量、煤制油产量、煤制天然气产量、集中供热技术、煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况等；

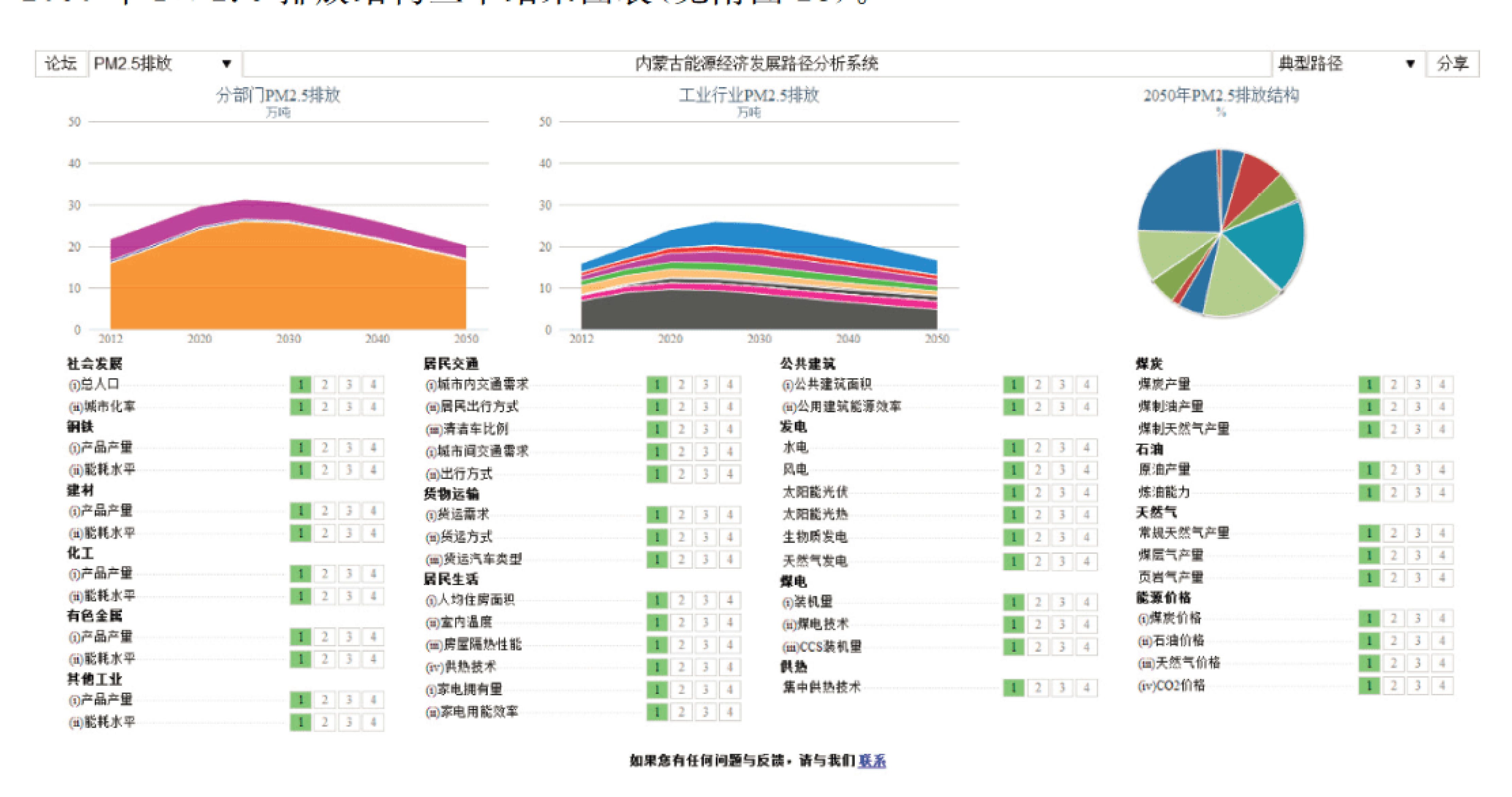
"2050 年 PM10 排放结构"饼形图重点展示了 2050 年各行业产生 PM10 数量所占比重，主要包括煤炭发电、农业、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业、货物运输、城市交通、建筑能源消费、煤炭生产、煤制油、煤制天然气、集中供热系统等行业或部门。



附图 27　PM10 模块分析页面

4.22　PM2.5 排放物

利用 PM2.5 模块分析和预测了 2012—2050 年间内蒙古在经济、社会和能源发展过程中带来的空气污染和污染颗粒排放情况，可以为解决内蒙古经济、能源、社会等发展带来的问题提供决策支持。PM2.5 模块直观提供了分部门 PM2.5 排放、工业行业 PM2.5 排放、2050 年 PM2.5 排放结构三个结果图表（见附图 28）。



附图 28　PM2.5 模块分析页面

“分部门 PM2.5 排放”面积图表示建筑、农业、工业等部门在 2012—2050 年间 PM2.5 排放情况和变化趋势。具体涉及的模拟变量包括：总人口、城市化率、建材、化工、有色金属、

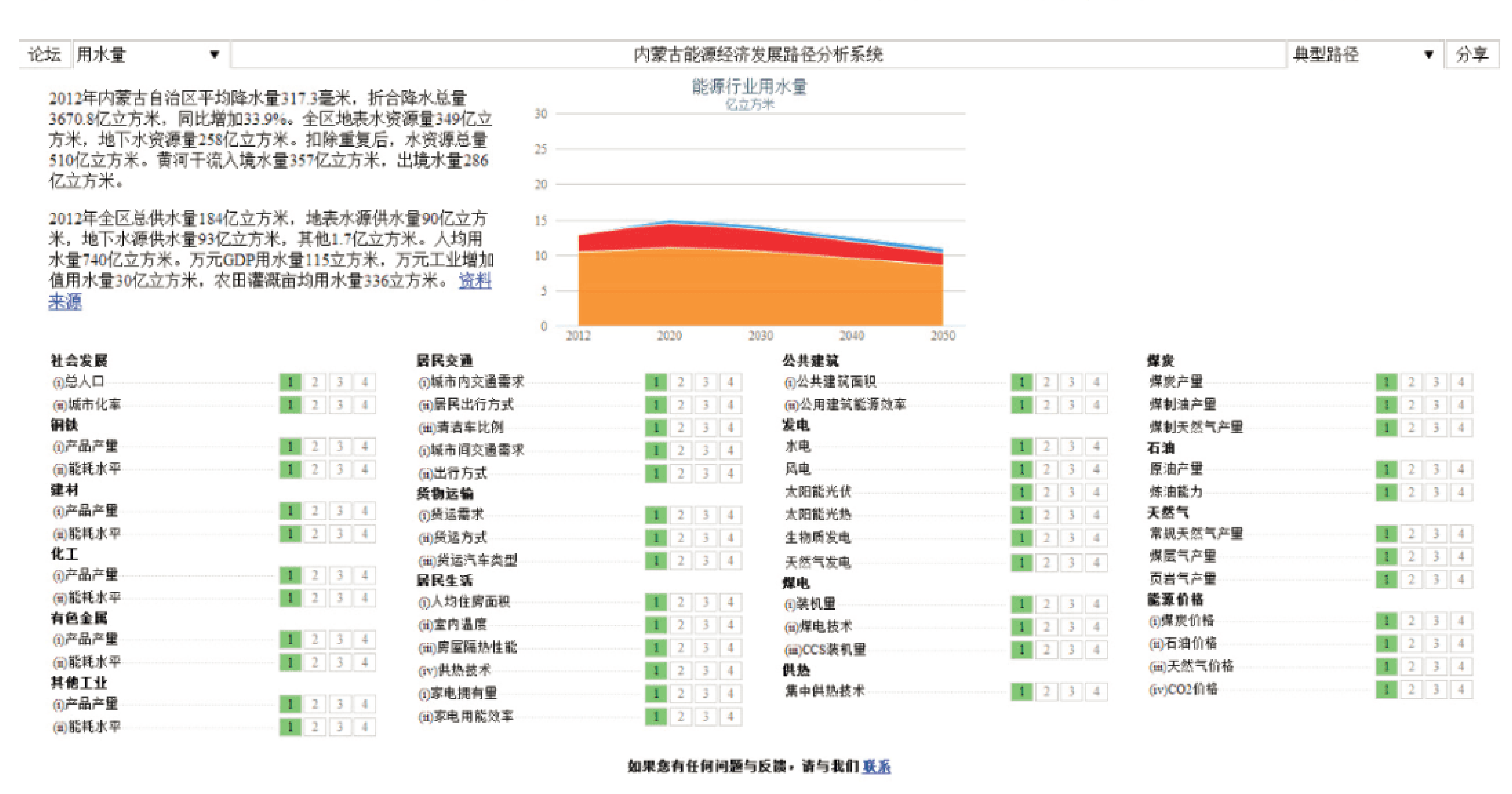
其他工业的产品产量和能耗水平,公共建筑面积、公共建筑能源效率、煤炭产量、煤制油产量、煤制天然气产量等;

“工业行业 PM2.5 排放”面积图具体分析了其他工业、有色金属、建材、化工、煤炭生产、煤制天然气、煤制油、煤炭发电、集中供热系统等行业在 2012—2050 年间产生的 PM2.5 数量和变化趋势。具体涉及的模拟变量包括:总人口、城市化率、建材、化工、有色金属、其他工业的产品产量和能耗水平,煤炭产量、煤制油产量、煤制天然气产量、集中供热技术、煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况等;

“2050 年 PM2.5 排放结构”饼形图重点展示了 2050 年各行业排放 PM2.5 数量所占比重,主要包括煤炭发电、农业、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业、货物运输、城市交通、建筑能源消费、煤炭生产、煤制油、煤制天然气、集中供热系统等行业或部门。

4.23 用水量

用水量模块是水环境模拟的一部分,可以从经济、社会、能源的全方位角度,分析和预测内蒙古未来发展的水资源供需形势,便于支撑科学决策。用水量模块提供了能源行业用水量的结果图表。直观表示了各能源行业在 2012—2050 年间用水量的需求变化情况(见附图 29)。



附图 29 用水量模块分析页面

“能源行业用水量”面积图表示煤炭生产、煤炭发电、煤制油、煤制天然气等行业在 2012—2050 年间所需水资源的数量和变化趋势。具体涉及的模拟变量包括:煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况、煤炭产量、煤制油产量、煤制天然气产量等。

4.24 土地利用与生态

利用土地利用与生态模块分析预测了内蒙古未来发展城镇化过程中在土地利用等方面的情况,同时通过监测主要生态指标,分析生态改善或恶化的趋势。土地利用与生态模块提

供了煤炭资源消耗量、煤炭开采沉陷面积、煤炭开采占地面积三个结果图表，直观表达了各模拟变量的变化对土地利用和生态方面的影响(见附图 30)。

附图 30　土地利用与生态模块分析页面

“煤炭资源消耗量”面积图表示在 2012—2050 年间累计消耗煤炭资源的情况和变化趋势。具体涉及的模拟变量包括：煤电装机量、煤炭产量、煤制油产量、煤制天然气产量等。

“煤炭开采沉陷面积”面积图表示在 2012—2050 年间累计土地沉陷面积的情况和变化趋势。具体涉及的模拟变量包括：煤电装机量、煤炭产量、煤制油产量、煤制天然气产量等。

“煤炭开采占地面积”面积图表示在 2012—2050 年间累计占地面积的情况和变化趋势。具体涉及的模拟变量包括：煤电装机量、煤炭产量、煤制油产量、煤制天然气产量等。

4.25　煤电

利用煤电模块分析预测了内蒙古未来发展过程中能源技术的发展情况。煤电模块提供了煤电装机、发电耗煤量、煤电技术效率三个结果图表，直观表达了煤电装机、发电耗煤量、煤电技术效率在 2012—2050 年间的变化情况和趋势(见附图 31)。

“煤电装机”面积图表示亚临界燃煤发电、超临界燃煤发电、超超临界燃煤发电、IGCC 燃煤发电等煤电装机情况。具体涉及的模拟变量包括：煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况等。

“发电耗煤量”面积图表示亚临界燃煤发电、超临界燃煤发电、超超临界燃煤发电、IGCC 燃煤发电等的发电煤炭消耗情况。具体涉及的模拟变量包括：煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况等。

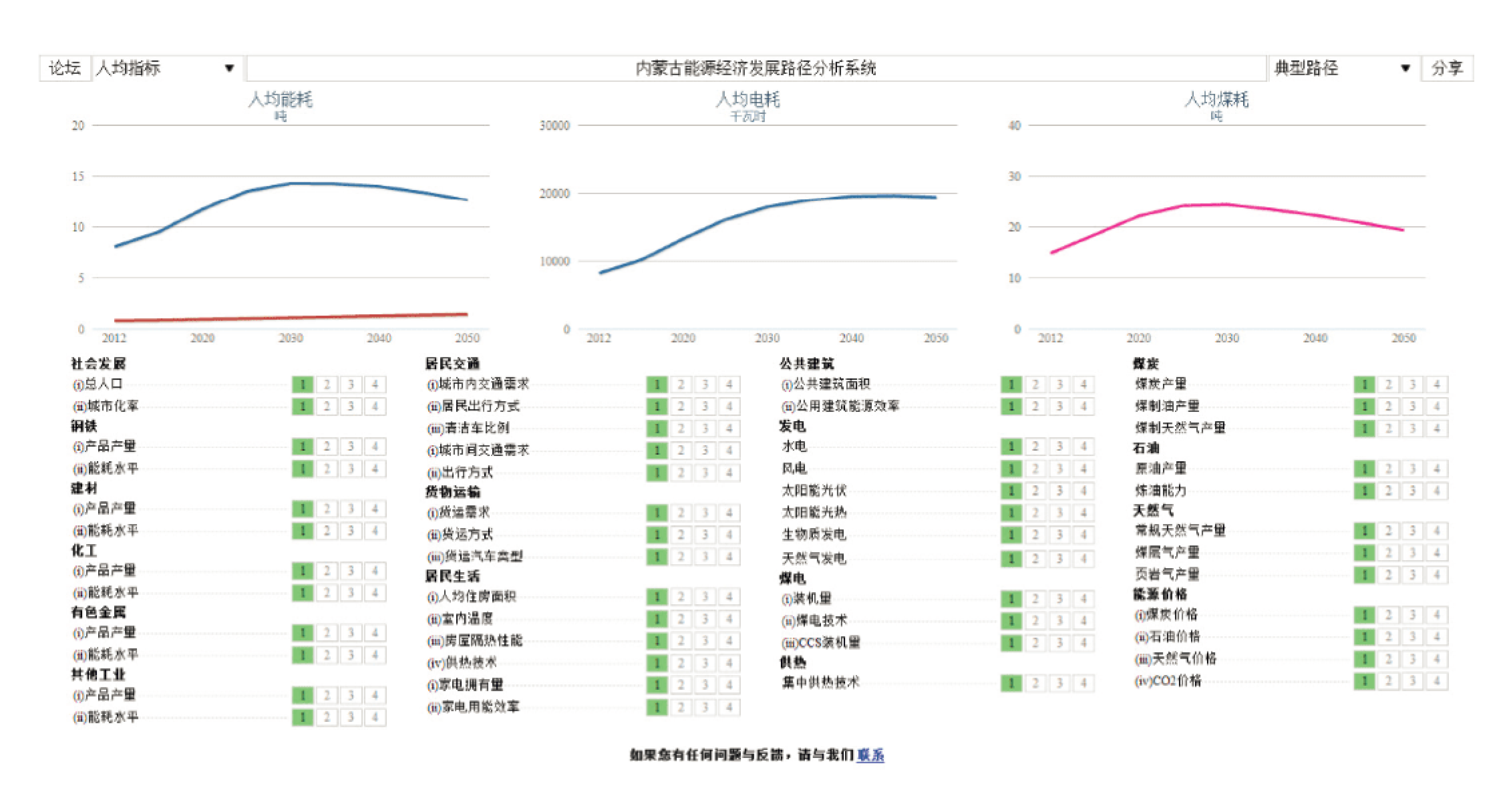
“煤电技术效率”线形图表示高温超超临界燃煤发电、超超临界燃煤发电、超临界燃煤发电、亚临界燃煤发电、IGCC 燃煤发电等的发展情况。具体涉及的模拟变量包括：煤电装机量、煤电技术、煤电 CCS 配套情况等。



附图 31　煤电模块分析页面

4.26　人均指标

利用人均指标模块从经济、社会和能源的全方位视角，全面分析了 2012—2050 年间内蒙古自治区能源、电力、煤炭等资源消耗的趋势，便于为未来内蒙古自治区整体的经济和能源发展规划提供决策支撑。人均指标模块提供了人均能耗、人均电耗、人均煤耗三个结果图表（见附图 32）。



附图 32　人均指标模块分析页面

“人均能耗”线形图直观表示了人均能源消耗和人均生活能耗两个方面随时间的变化趋

势。具体涉及的模拟变量包括：总人口、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产品产量和能耗水平、居民城市交通需求、居民城市间交通需求、货运需求、室内温度、家电拥有量、公共建筑面积、煤炭产量等。

“人均电耗”线形图分析和预测了人均电力消耗的情况。具体涉及的模拟变量包括：总人口、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产品产量和能耗水平、煤炭产量、煤电装机量、家电拥有量、家电用能效率、煤电技术、CCS配套情况等。

“人均煤耗”线形图直观表示了内蒙古自治区中长期人均煤炭消耗的情况。具体涉及的模拟变量包括：总人口、钢铁、建材、化工、有色金属、其他工业的产品产量和能耗水平、煤炭产量、煤电装机量、煤电技术、煤制油产量、煤制天然气产量、集中供热技术等。

4.27　系统指标

系统指标模块直观表现了整个能源系统内各主要模拟指标在2012—2050年间数值的变化，便于各项数值获取、保存和互相比较。系统指标模块提供了系统数据指标体系的结果图表（见附图33）。该模块涉及的主要指标包括：社会发展（总人口、城市化率）、能源消费（一次能源消费量、煤炭、石油、天然气、一次电力）、能源生产（一次能源生产量、煤炭、石油、天然气、一次电力）、温室气体排放（CO_2排放总量）、煤炭消费总量、石油消费总量、天然气消费总量、电力消费（全社会用电总量）、电力生产（发电量、水电、煤电、陆上风电、太阳能光伏、太阳能热电）、装机量（电力装机、水电、煤电、陆上风电、太阳能光伏、太阳能光热）等。

以上各模块的截图均以路径1的数据为例。

5　系统运行环境

5.1　设备要求

本系统基于Linux操作系统开发，因此对运行设备要求比windows操作系统低，加之当前计算机硬件水平普遍提高，一般水平的服务器基本可以满足程序运行要求，但为保证服务器运行正常，将硬件具体配置列出如下：

1. 处理器型号及内存容量

处理器主频应在2.5GHz以上，内存容量应当在4GB及以上；

2. 外存容量、联机或脱机、媒体及其存储格式，设备的型号及数量

a）硬盘容量与运行的操作系统有关，如果操作系统是Server版本，则应当在50GB以上；如果操作系统为Desktop版本，则硬盘容量应当在80GB以上；

b）对于硬盘型号不做要求，如果要在服务器中运行其他系统，只需在服务器中分出一定容量，运行即可。

3. 输入及输出设备的型号和数量

a）如需在新服务器上运行，则在安装过程中可能需要外设CD光驱进行系统安装，同

论坛 | 系统指标 ▼ | 内蒙古能源经济发展路径分析系统 | 典型路径 ▼ | 分享

系统数据指标体系

指标	单位	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
社会发展										
总人口	万人	2482	2490	2530	2597	2664	2732	2799	2866	2933
城市化率	%	57	58	60	65	69	73	77	82	86
能源消费										
一次能源消费量	万吨标准煤	19886	23819	30296	35968	39058	39897	40060	39207	37837
煤炭	万吨	36620	46300	57144	63901	66116	65105	63405	60672	57501
石油	万吨	1271	1374	1559	1746	1889	2001	2095	2159	2205
天然气	亿立方米	38	49	71	96	117	135	152	165	176
一次电力	亿千瓦时	315	503	817	1127	1438	1828	2218	2608	2998
能源生产										
一次能源生产量	万吨标准煤	78608	80390	83402	82095	80788	77795	74801	71808	68815
煤炭	万吨	108532	110801	114583	111979	109375	104167	98958	93750	88542
石油	万吨	280	286	296	343	391	388	385	383	380
天然气	亿立方米	264	283	317	324	331	346	361	375	390
一次电力	亿千瓦时	315	503	817	1127	1438	1828	2218	2608	2998
温室气体排放										
CO2排放总量	亿吨	6.79	8.34	10.17	11.52	12.04	11.93	11.68	11.21	10.64
工业	亿吨	2.56	3.15	4.31	5.39	5.91	5.90	5.75	5.38	4.92
发电	亿吨	2.63	3.50	4.03	4.17	4.05	3.81	3.58	3.34	3.10
供热	亿吨	0.43	0.48	0.55	0.63	0.71	0.79	0.88	0.99	1.12
建筑	亿吨	0.76	0.79	0.82	0.85	0.88	0.90	0.92	0.92	0.91
农业	亿吨	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
交通	亿吨	0.31	0.32	0.35	0.37	0.39	0.42	0.45	0.47	0.49
煤炭消费										
煤炭消费总量	亿吨	3.66	4.63	5.71	6.39	6.61	6.51	6.34	6.07	5.75
发电	亿吨	1.74	2.32	2.68	2.77	2.69	2.53	2.37	2.22	2.06
供热	亿吨	0.22	0.24	0.28	0.32	0.36	0.40	0.45	0.51	0.57
煤制油	亿吨	0.04	0.04	0.04	0.07	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
煤制天然气	亿吨	0.00	0.07	0.19	0.19	0.19	0.22	0.24	0.27	0.30
居民生活	亿吨	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.21	0.21	0.20	0.20
公共建筑	亿吨	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.20
农业	亿吨	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02
石油										
石油消费总量	万吨	1271	1374	1559	1746	1889	2001	2095	2159	2205
工业	万吨	217	262	356	452	506	516	517	498	470
城市内交通	万吨	144	170	209	249	288	335	377	413	443
城市间交通	万吨	47	62	86	112	139	168	197	226	253
货物运输	万吨	772	780	791	798	803	809	811	810	804
农业	万吨	92	101	118	135	153	172	192	213	234
天然气										
天然气消费总量	亿立方米	38	49	71	96	117	135	152	165	176
工业	亿立方米	28	36	53	71	84	92	99	100	99
居民生活	亿立方米	2	3	6	9	12	16	20	25	30
公共建筑	亿立方米	5	6	9	11	15	19	24	29	35
交通	亿立方米	3	3	4	5	6	8	9	11	12
电力消费										
全社会用电量总量	亿千瓦时	2014	2544	3414	4255	4877	5283	5587	5747	5803
工业	亿千瓦时	1688	2142	2883	3584	4070	4320	4453	4434	4295
居民生活	亿千瓦时	101	103	112	120	128	136	144	152	160
公共建筑	亿千瓦时	68	115	187	269	362	489	635	800	986
交通	亿千瓦时	20	21	23	25	26	29	32	35	38
农业	亿千瓦时	33	37	43	51	58	66	74	82	91
电力生产										
发电量	亿千瓦时	3341	4548	5500	6005	6217	6393	6581	6783	7002
水电	亿千瓦时	29	31	35	37	40	41	43	44	45
煤电	亿千瓦时	3027	4045	4682	4876	4776	4560	4356	4167	3994
陆上风电	亿千瓦时	284	461	756	1033	1310	1655	1999	2344	2688
太阳能光伏	亿千瓦时	2	11	26	56	86	129	172	214	257
太阳能热电	亿千瓦时	0	0	0	1	2	3	5	6	7
装机量										
电力装机	万千瓦	7828	10989	14140	16461	18182	20203	22223	24244	26264
水电	万千瓦	108	116	130	140	150	155	160	165	170
煤电	万千瓦	6010	8000	9200	9500	9200	8650	8100	7550	7000
陆上风电	万千瓦	1693	2745	4500	6150	7800	9850	11900	13950	16000
太阳能光伏	万千瓦	18	124	300	650	1000	1500	2000	2500	3000
太阳能热电	万千瓦	0	1	2	7	12	20	27	35	42

社会发展
(i)总人口 1 2 3 4
(ii)城市化率 1 2 3 4
钢铁
(i)产品产量 1 2 3 4
(ii)能耗水平 1 2 3 4
建材
(i)产品产量 1 2 3 4
(ii)能耗水平 1 2 3 4
化工
(i)产品产量 1 2 3 4
(ii)能耗水平 1 2 3 4
有色金属
(i)产品产量 1 2 3 4
(ii)能耗水平 1 2 3 4
其他工业
(i)产品产量 1 2 3 4
(ii)能耗水平 1 2 3 4

居民交通
(i)城市内交通需求 1 2 3 4
(ii)居民出行方式 1 2 3 4
(iii)清洁车比例 1 2 3 4
(i)城市间交通需求 1 2 3 4
(ii)出行方式 1 2 3 4
货物运输
(i)货运需求 1 2 3 4
(ii)货运方式 1 2 3 4
(iii)货运汽车类型 1 2 3 4
居民生活
(i)人均住房面积 1 2 3 4
(ii)室内温度 1 2 3 4
(iii)房屋隔热性能 1 2 3 4
(iv)供热技术 1 2 3 4
(i)家电拥有量 1 2 3 4
(ii)家电用能效率 1 2 3 4

公共建筑
(i)公共建筑面积 1 2 3 4
(ii)公用建筑能源效率 1 2 3 4
发电
水电 1 2 3 4
风电 1 2 3 4
太阳能光伏 1 2 3 4
太阳能光热 1 2 3 4
生物质发电 1 2 3 4
天然气发电 1 2 3 4
煤电
(i)装机量 1 2 3 4
(ii)煤电技术 1 2 3 4
(iii)CCS装机量 1 2 3 4
供热
集中供热技术 1 2 3 4

煤炭
煤炭产量 1 2 3 4
煤制油产量 1 2 3 4
煤制天然气产量 1 2 3 4
石油
原油产量 1 2 3 4
炼油能力 1 2 3 4
天然气
常规天然气产量 1 2 3 4
煤层气产量 1 2 3 4
页岩气产量 1 2 3 4
能源价格
(i)煤炭价格 1 2 3 4
(ii)石油价格 1 2 3 4
(iii)天然气价格 1 2 3 4
(iv)CO2价格 1 2 3 4

如果您有任何问题与反馈，请与我们联系

附图 33　系统指标模块分析页面

时可能需要使用其他外设设备，如显示器、鼠标和键盘；安装完成，系统运行正常后，可撤除外设设备；

b）如果基于现有服务器，需增加新服务，则无需外设设备，只需提供远程访问权限即可。

4. 数据通信设备的型号和数量

由于系统基于 B/S 结构，因此对网络环境要求较高，应当配备 10Mb 以上网络带宽，同时在系统安装过程和配置过程中，需要接入互联网，因此需配置互联网访问接口。

5. 功能键及其他专用硬件

无其他专用硬件要求。

5.2　搭建操作系统

“系统”基于 Linux 开发，在搭建服务运行环境中首先需要安装相应操作系统，现给出以下具体安装方案。

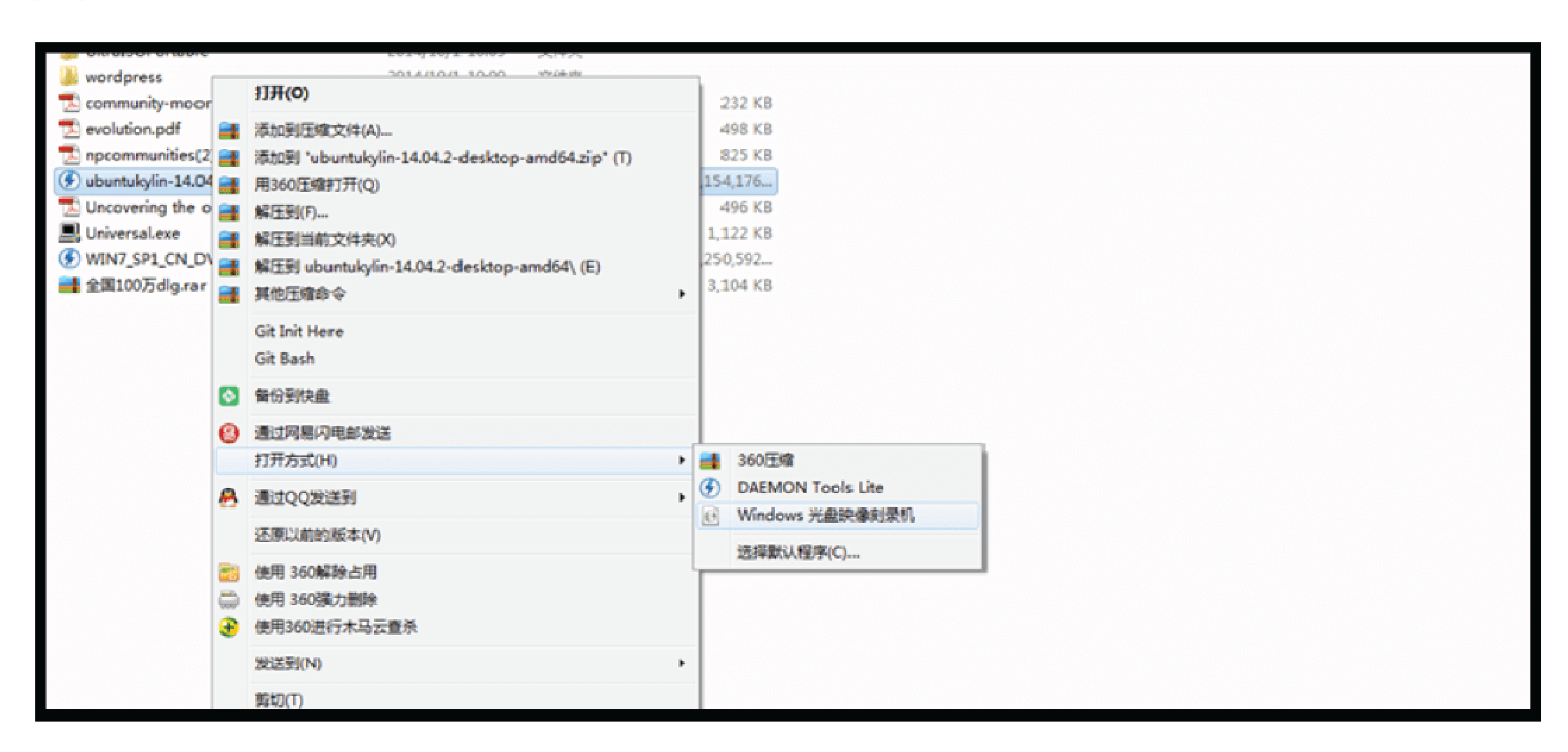
Linux 操作系统中有多个发行版本，开发环境基于 Ubuntu 操作系统，但并不要求运行环境也为 Ubuntu，但如果运行环境也用 Ubuntu，则配置复杂度较低。首先说明 Ubuntu 安装过程。

1. 选择合适 Ubuntu

当前 Ubuntu 版本已经发布 14.04 版本，我们建议选择 Ubuntu 14.04 版本或者 Ubuntu 12.04 版本，这两个版本均为长期支持版本，具有较好的可维护性和长期技术支持。同时，如果习惯于命令行操作，可以选择占用资源较少的 Ubuntu Server 14.04，下载链接为 http://www.ubuntu.org.cn/download/server，如果习惯使用桌面系统的，可以选择 Ubuntu Desktop 14.04 版本，下载地址为 http://www.ubuntu.org.cn/download/desktop。这里将分别介绍二者安装过程。我们建议选择安装 64 位操作系统，以免出现软件不兼容的状况。

2. 制作安装 CD

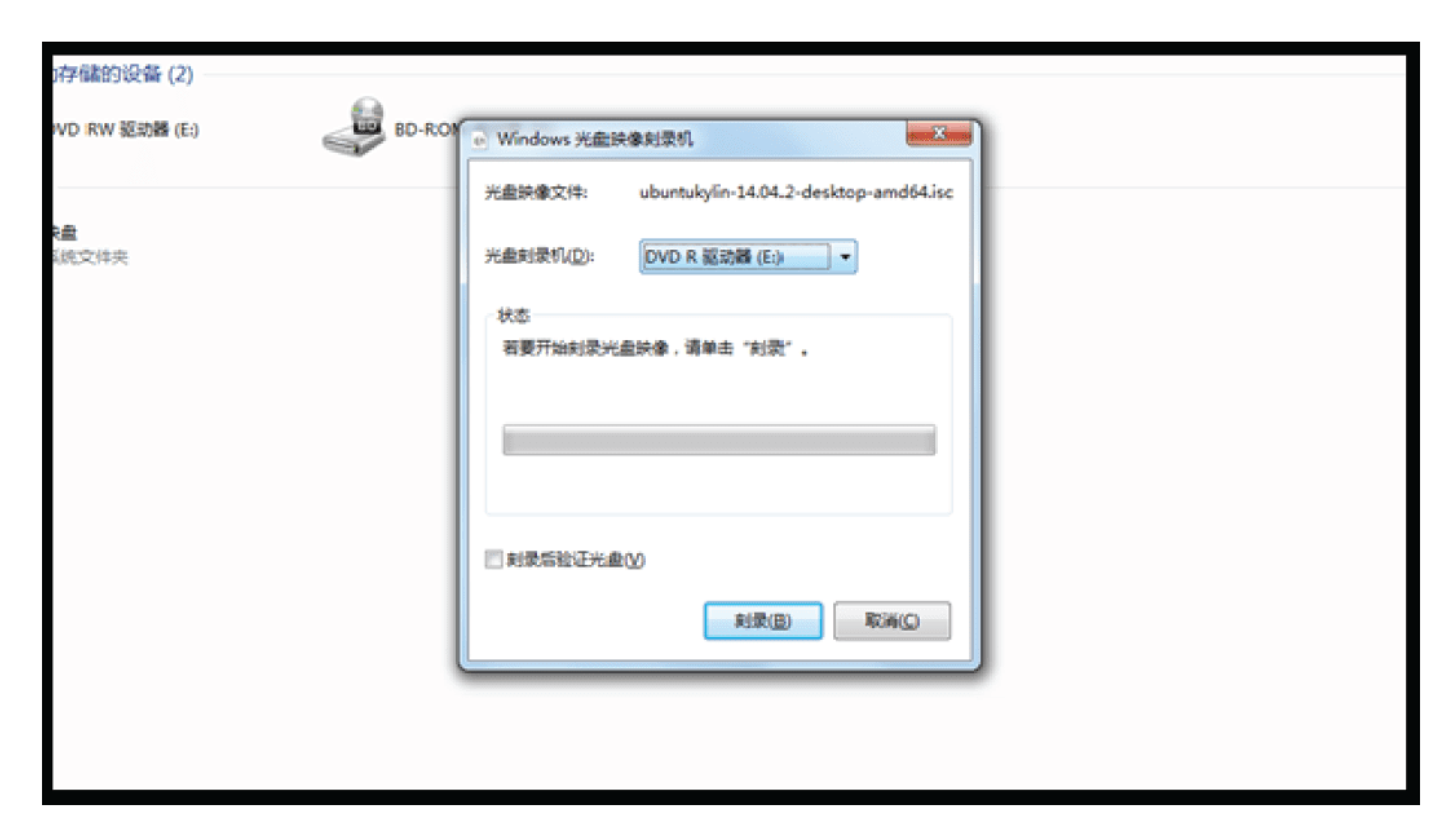
a）将下载好的系统安装文件制作成为 CD 光盘，如果 CD 容量不够请使用 DVD 光盘。在 Windows 和 OS X 操作系统下，如附图 34 和附图 35 所示，将操作系统镜像文件制作成安装光盘。



附图 34　刻录系统安装光盘

b）在制作安装盘过程中，请使用有刻录功能的 DVD 光驱，可以是外接设备，也可以是自带设备；

c）选择“刻录”后，在光驱中放入空白光盘，建议直接使用 DVD 光盘，否则 CD 光盘可能因为容量不够而需要多张光盘，增加安装复杂程度；



附图 35　开始刻录系统光盘

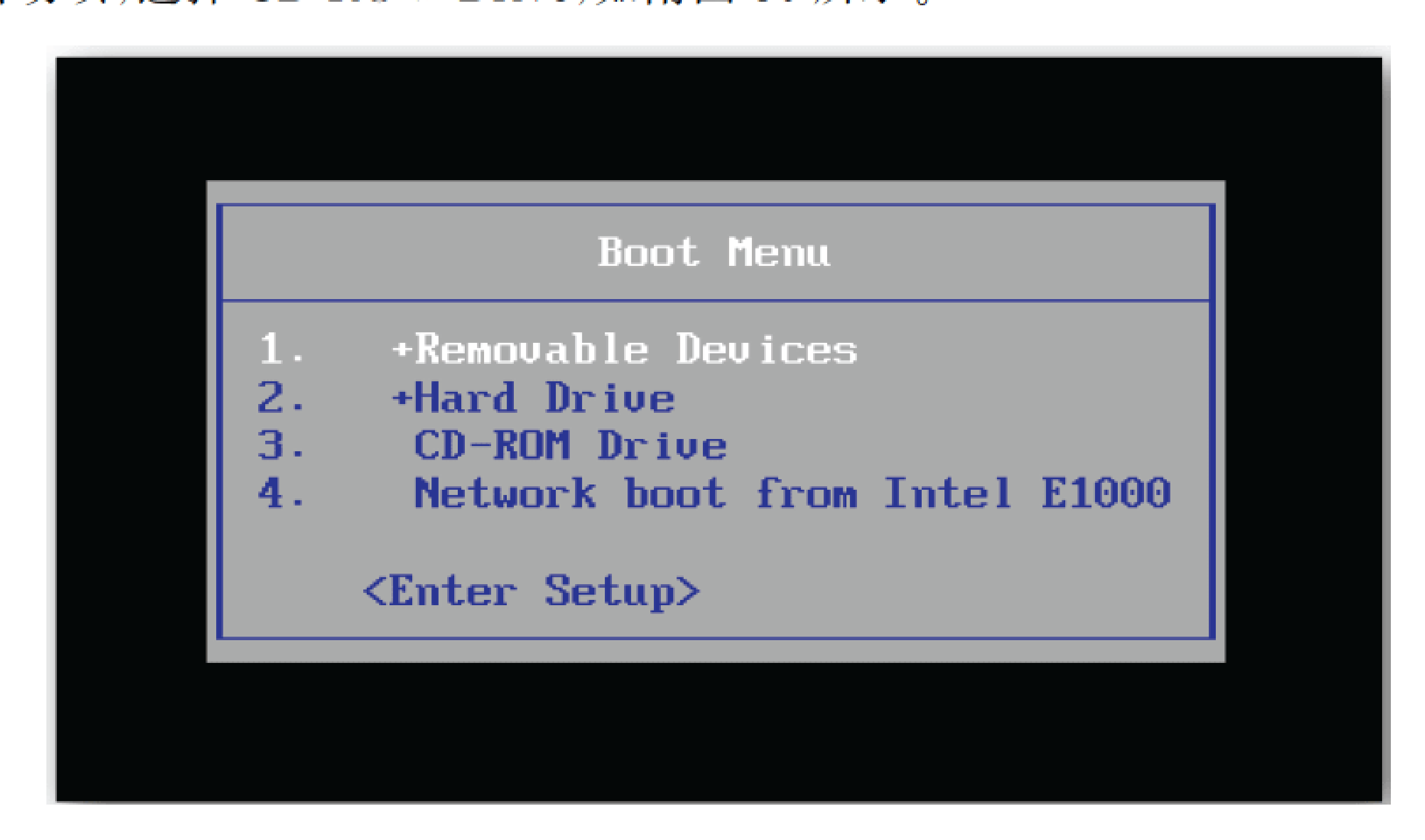
d）当刻录完成后，光盘会自动弹出，说明刻录顺利，操作系统已经被刻录至光盘；

e）刻录光盘的好处在于持久存有操作系统，如果安装时没有刻录光驱或 DVD 光盘，也可以用刻录 USB 安装盘，并从 USB 启动以安装 Ubuntu 操作系统。相关 USB 安装过程和步骤，请参见以下链接：http://www.ubuntu.org.cn/download/desktop/create-a-usb-stick-on-ubuntu。

3. 运行安装

a）首先以 Ubuntu Desktop 为例说明安装过程

i. 将制作好的操作系统光盘放入服务器光驱，并从光驱启动服务器。光驱启动时，不同品牌机器方式不同，以联想（Lenovo）为例，在按下开机键后，迅速按下“F12 键”，此时会弹出选择启动项，选择 CD-ROM Drive，如附图 36 所示。



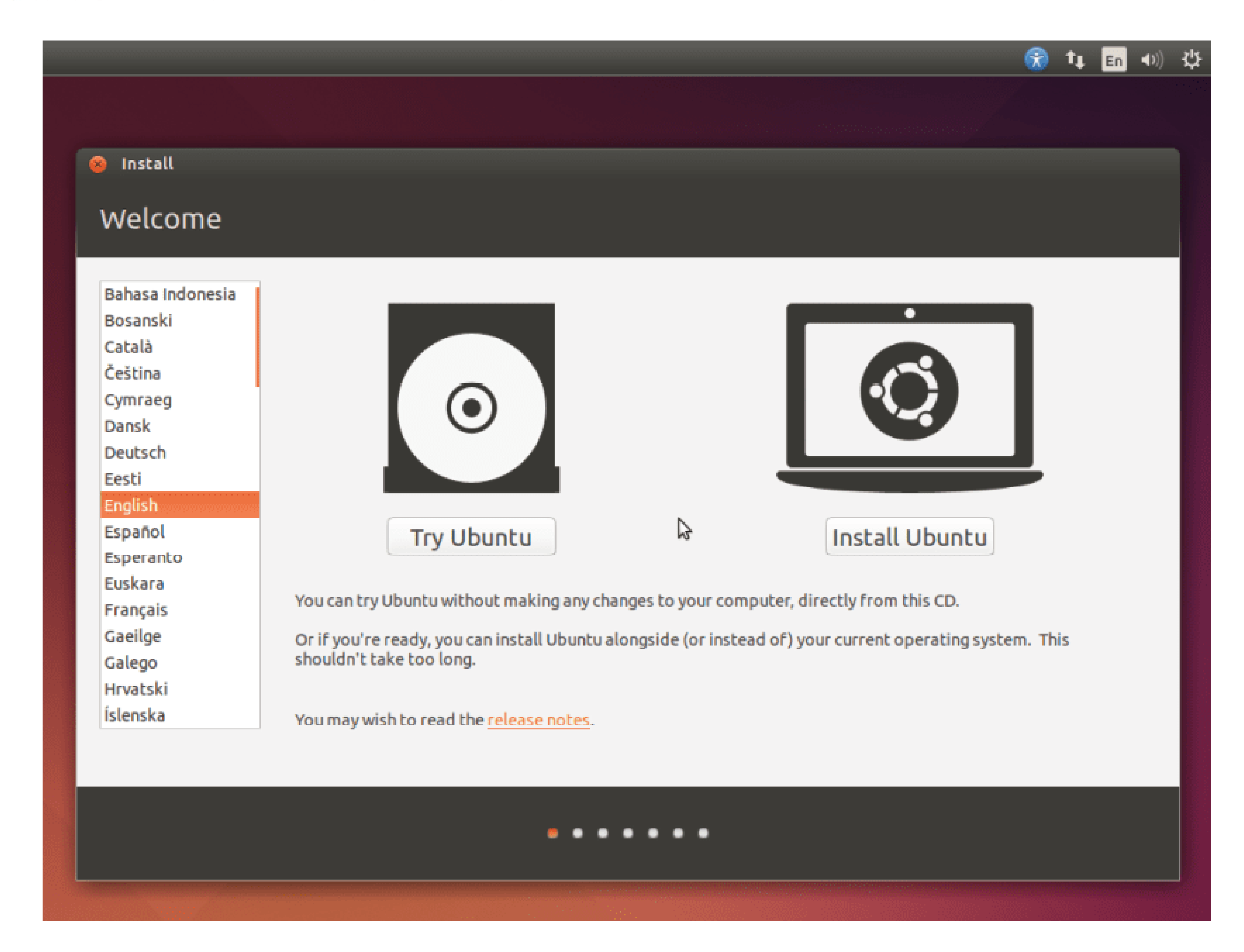
附图 36　光驱启动

ii. 启动安装程序(见附图 37)



附图 37　启动安装程序

iii. 使用默认选项进行安装(见附图 38)



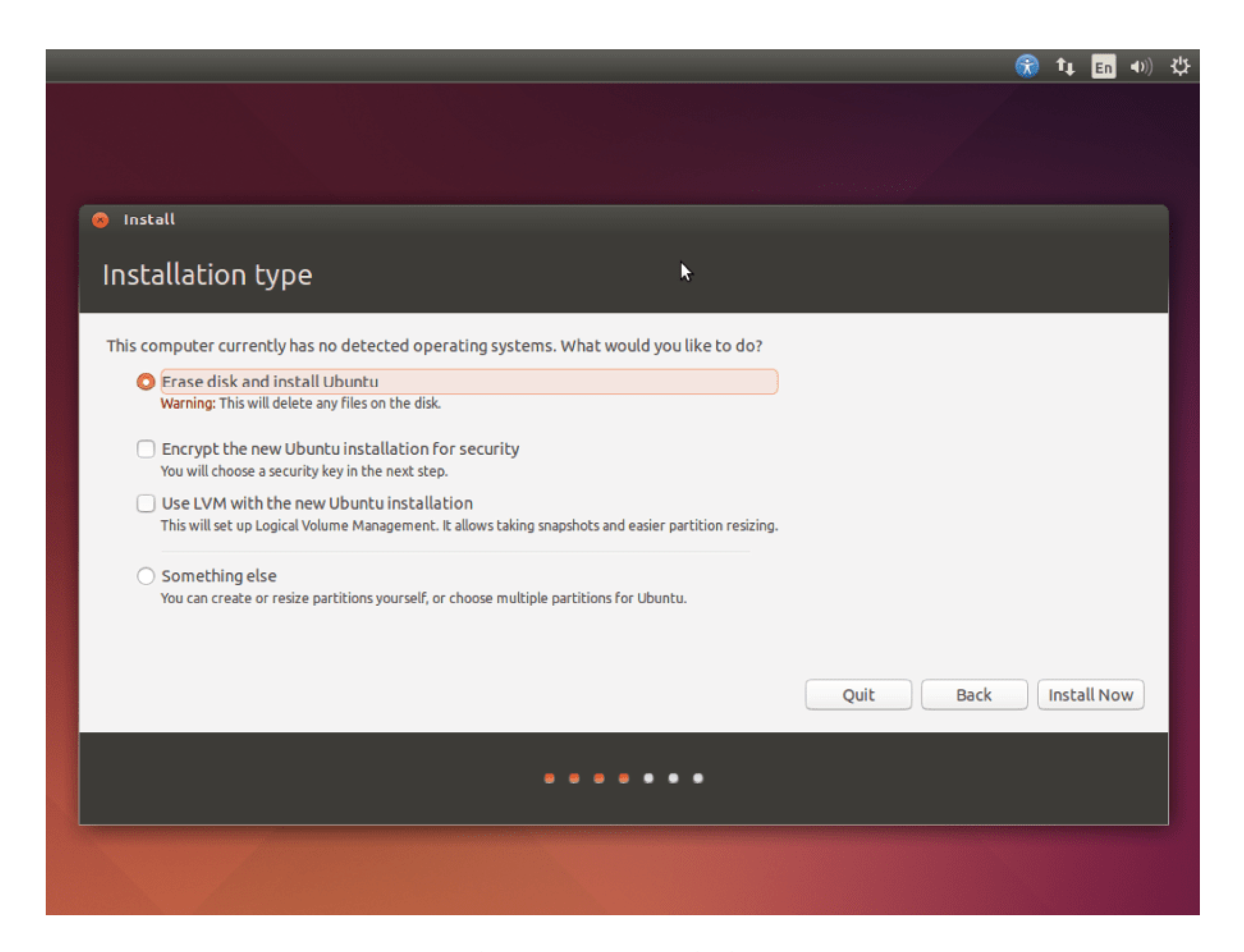
附图 38　默认安装

iv. 选择安装类型(见附图 39)

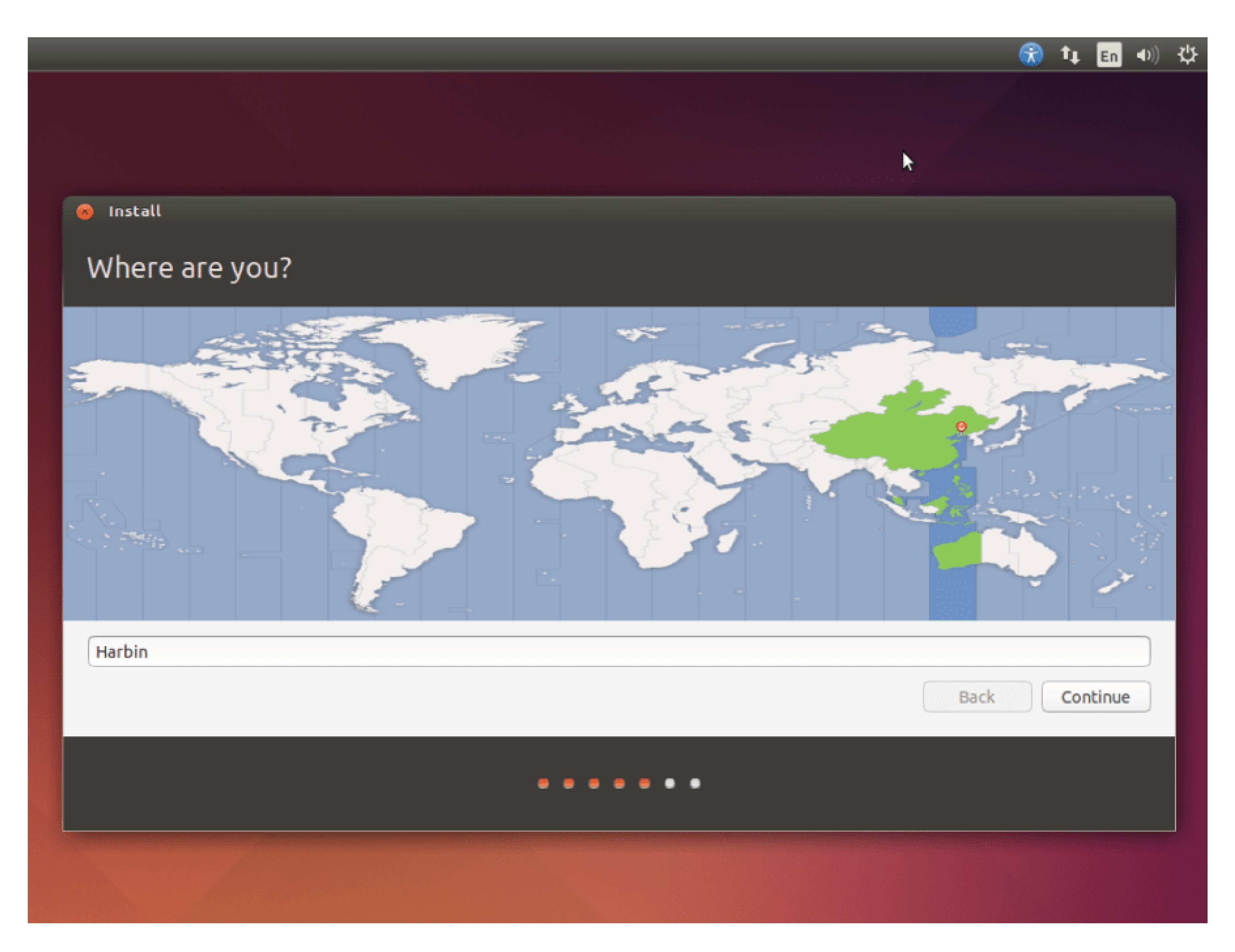
此处需要选择安装类型,如果硬件机器本身无操作系统,直接选择"Erase disk and install Ubuntu",然后选择"Install Now"即可。如果硬件机器本身装有操作系统,比如"Windows"操作系统,则可以选择双系统安装。

v. 可以选择时区与默认语言(见附图 40 和附图 41)

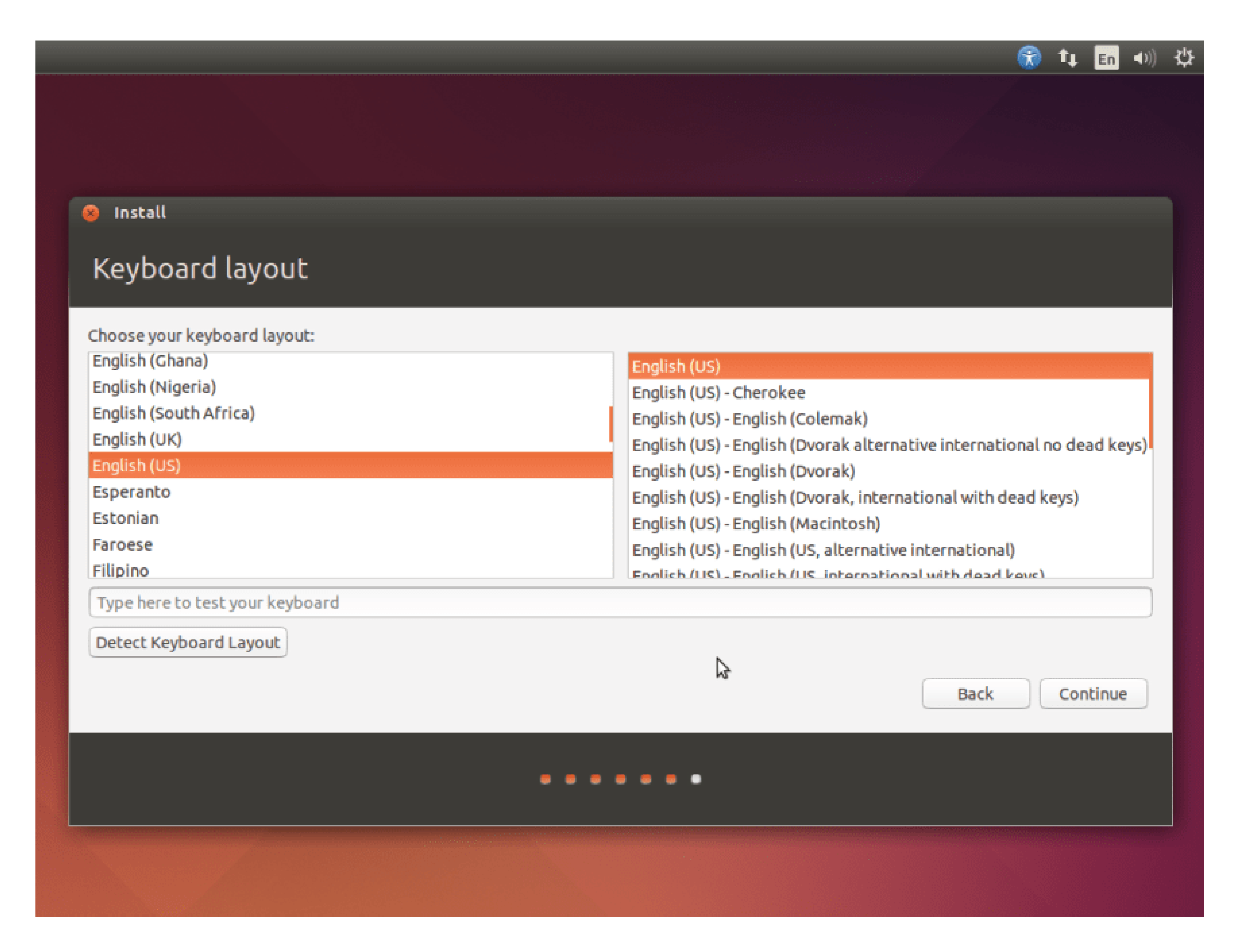
对于"时区"和"语言"选择默认值即可,此后的安装过程,基本上直接选择默认值即可。



附图 39　选择安装类型



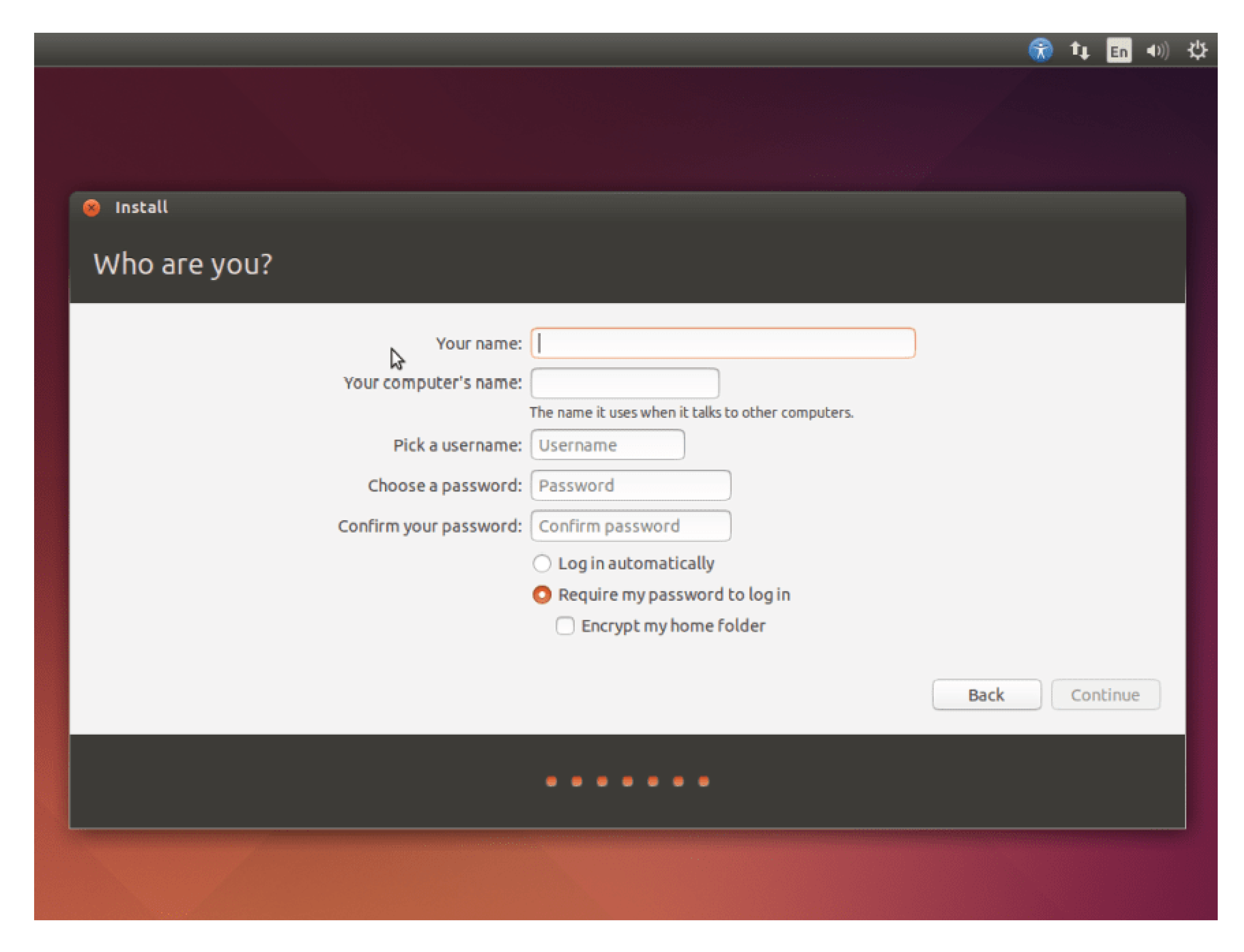
附图 40　选择时区



附图 41　安装语言

vi. 设置用户名和密码

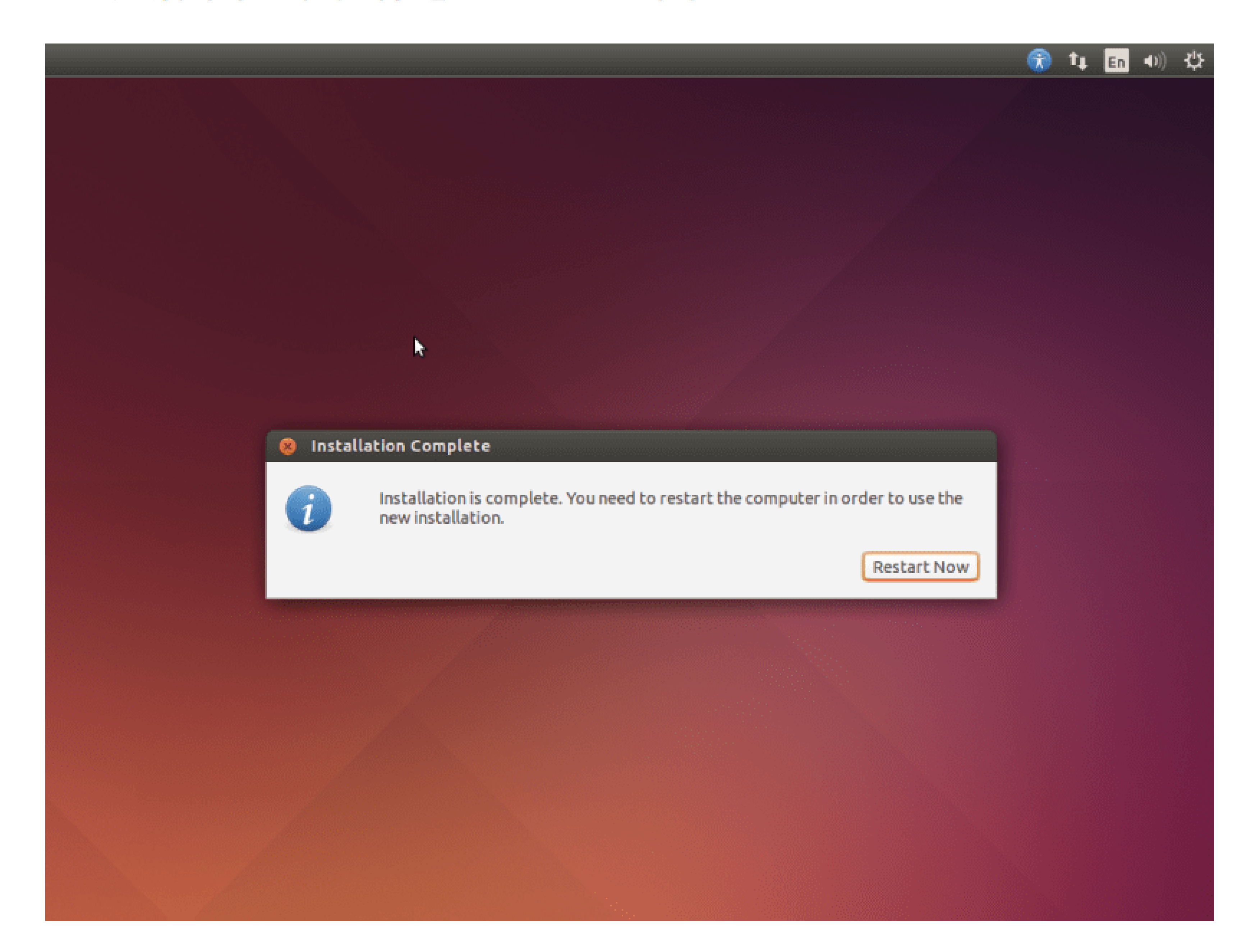
用户名和密码是系统管理员管理该系统的关键，请务必牢记。密码的设置要提升安全性，设置较为复杂的密码有助于充分保障系统的安全性。设置用户名和密码后，即进入系统安装过程（见附图 42）。



附图 42　设置用户名和密码

vii. 安装成功

整个安装过程大约持续 10 分钟，如果见到附图 43，则说明操作系统安装成功。点击“Restart Now”重启系统，默认将进入 Ubuntu 系统。



附图 43　安装成功

viii. 更新系统软件包

在进入系统后，为保证后续软件安装成功，需要首先更新系统软件包，获取最新软件版本。在此过程中，请确保系统处于联网状态，否则无法更新系统。

进入 Terminal，可以通过快捷键 Ctr+Alt+T 的方式，也可以在 Application 中选择打开一个 Terminal。打开 Terminal 之后，输入命令“sudo apt-get update”，此时需要输入密码，而后系统开始获取最新软件包。如果想使用最新系统，可以输入命令“sudo apt-get upgrade”整体更新系统，该步骤为可选步骤，如附图 44 和附图 45 所示。

至此，操作系统环境已经配置完毕，我们已经在目标服务器上安装了 Ubuntu 14.04 64 位操作系统，并且已经更新软件包获得最新软件列表。接下来，就可以配置其他系统环境。

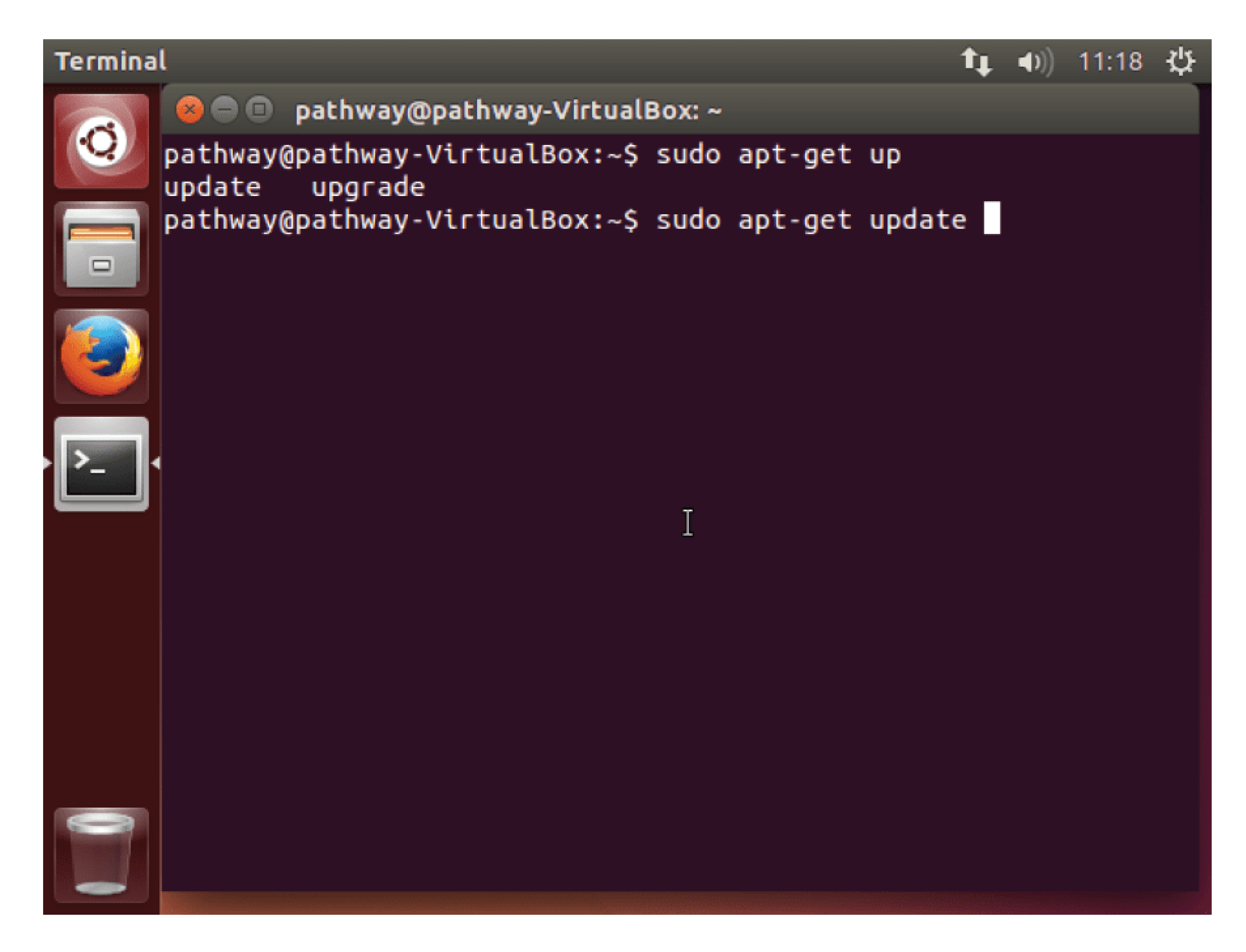
5.3　搭建相关软件运行环境

本“系统”基于 Ruby on Rails 框架开发，网络服务使用 Apache，所以相关运行环境的配置需要安装 Ruby on Rails 和 Apache 运行环境。我们首先介绍 Apache 网络服务配置和安装，之后介绍 Ruby on Rails 环境的配置和安装。

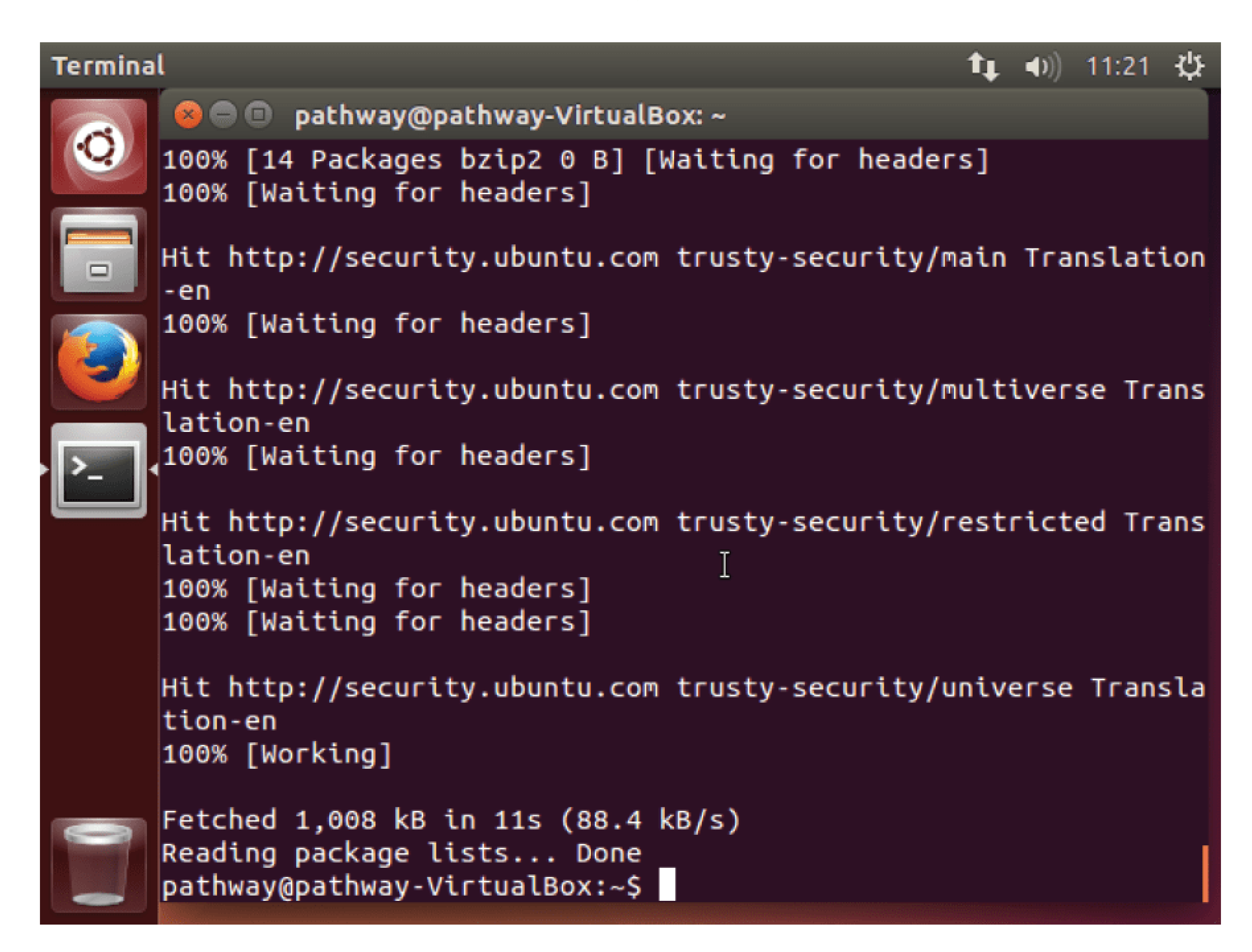
5.3.1　Apache 网络服务配置

1. 在 Terminal 中安装 Apache

同样在 Terminal 中，输入命令“sudo apt-get install apche2”来安装 Apache 服务，如附



附图 44　更新系统

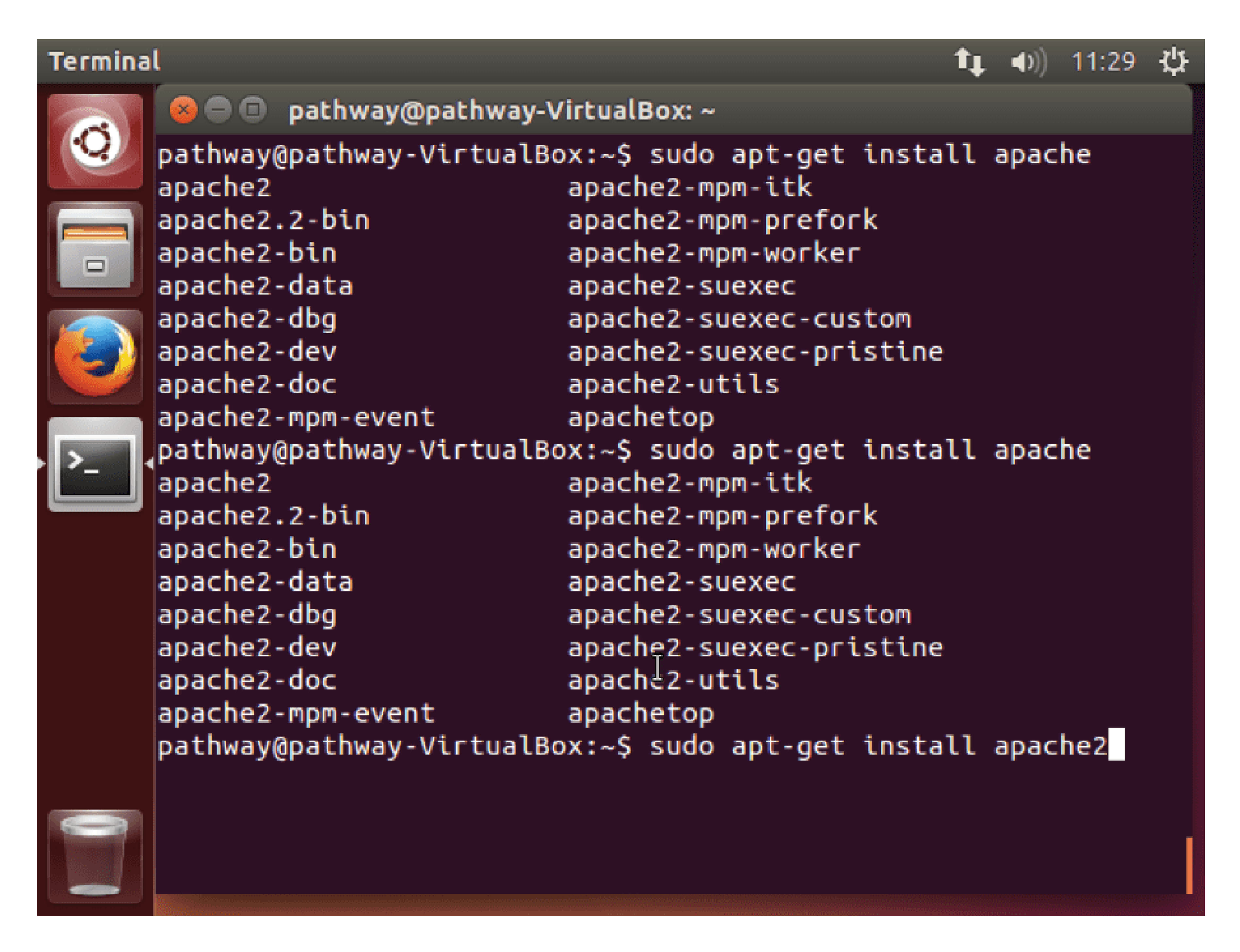


附图 45　完成软件包更新

图 46 所示。

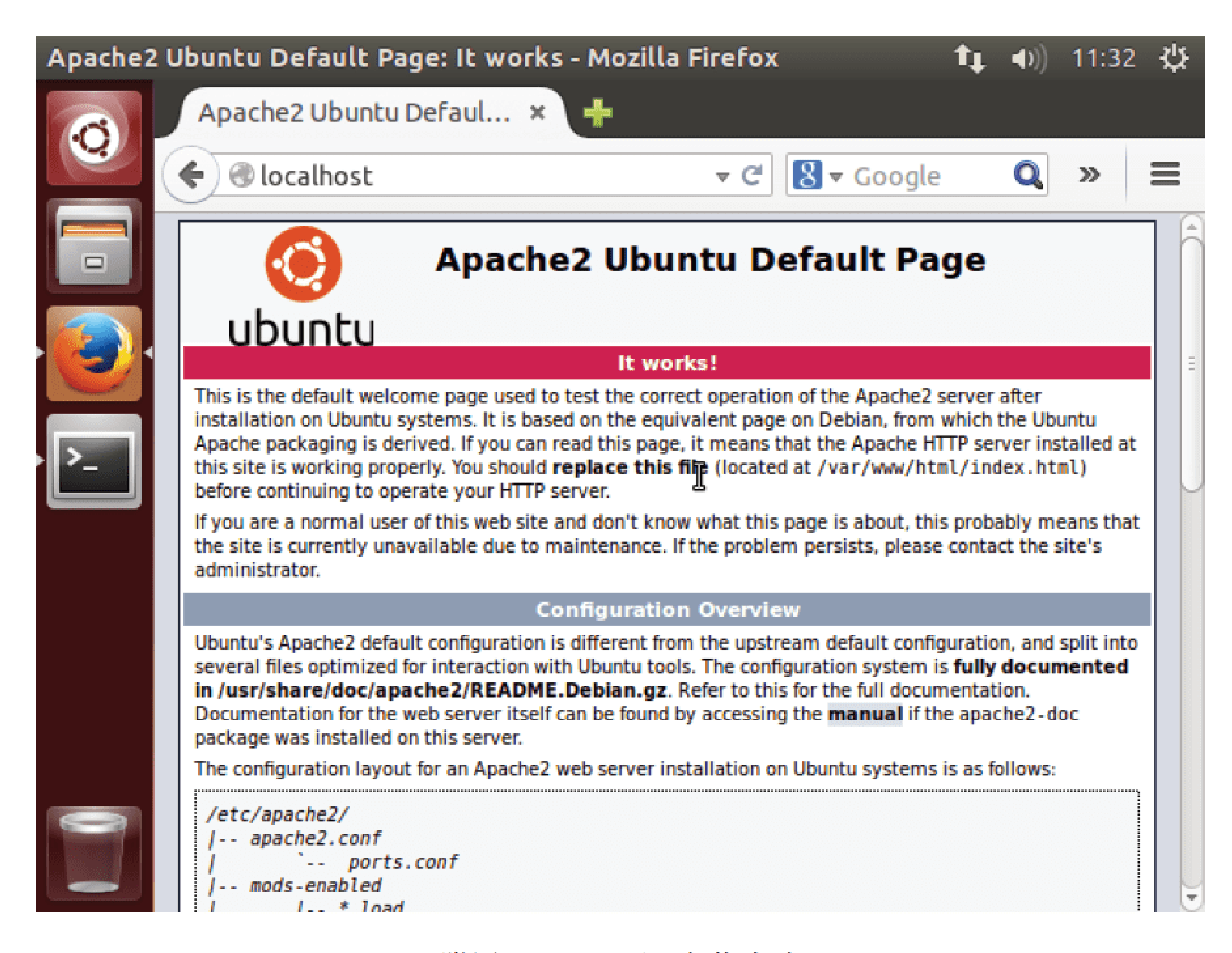
2. Apache 测试

安装 Apache 后，需要对 Apache 服务进行测试，在 Terminal 中启动 Apache2 服务，输



附图 46　安装 Apache 服务

入命令“sudo /etc/init. d/apache2 start”来启动 Apache 服务，之后打开浏览器，输入 localhost，如果出现如下信息(见附图 47)，则说明 Apache 服务安装成功，否则请查明原因或重新安装。



附图 47　Apache 安装成功

5.3.2 Ruby on Rails 安装与配置

Ruby on Rails 安装有两种方法，一种方法是 Rvm 作为 Ruby 版本管理工具安装，其安装方法简单方便，但安装过程需要联接互联网；另一种方法是使用离线安装包。

1. RVM management software

a）安装 Curl 软件

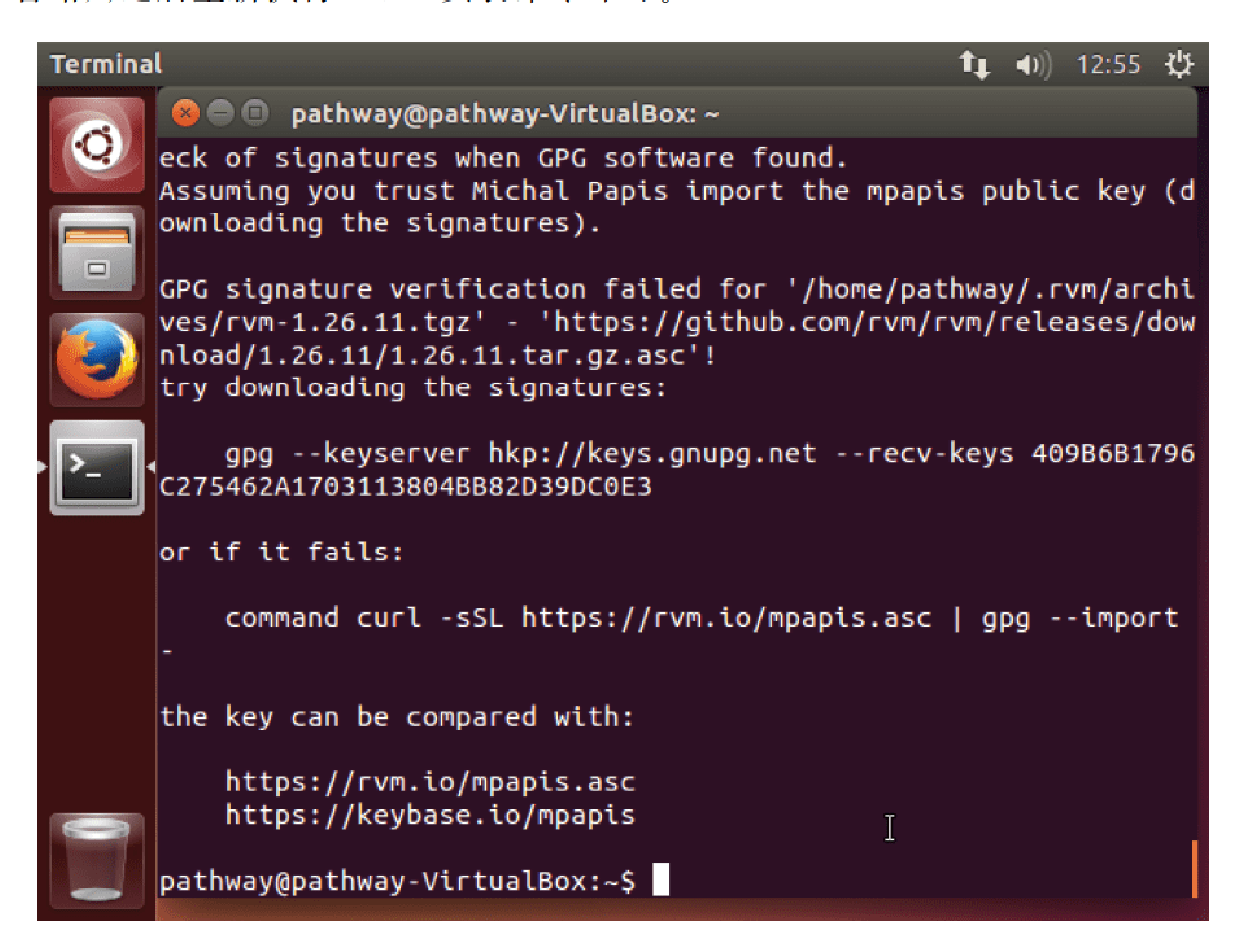
下载安装 Ruby 的版本管理软件 RVM，首先需要安装 Curl 下载工具，在命令行输入“sudo apt-get install curl”。安装成功后，可以安装 RVM，可以参考 RVM 官网的安装教程：http://www.rvm.io/，官网上有非常详细的安装和使用说明。也可以参考国内 Ruby-China 论坛给出的安装教程：

https://ruby-china.org/wiki/rvm-guide。

b）安装 RVM

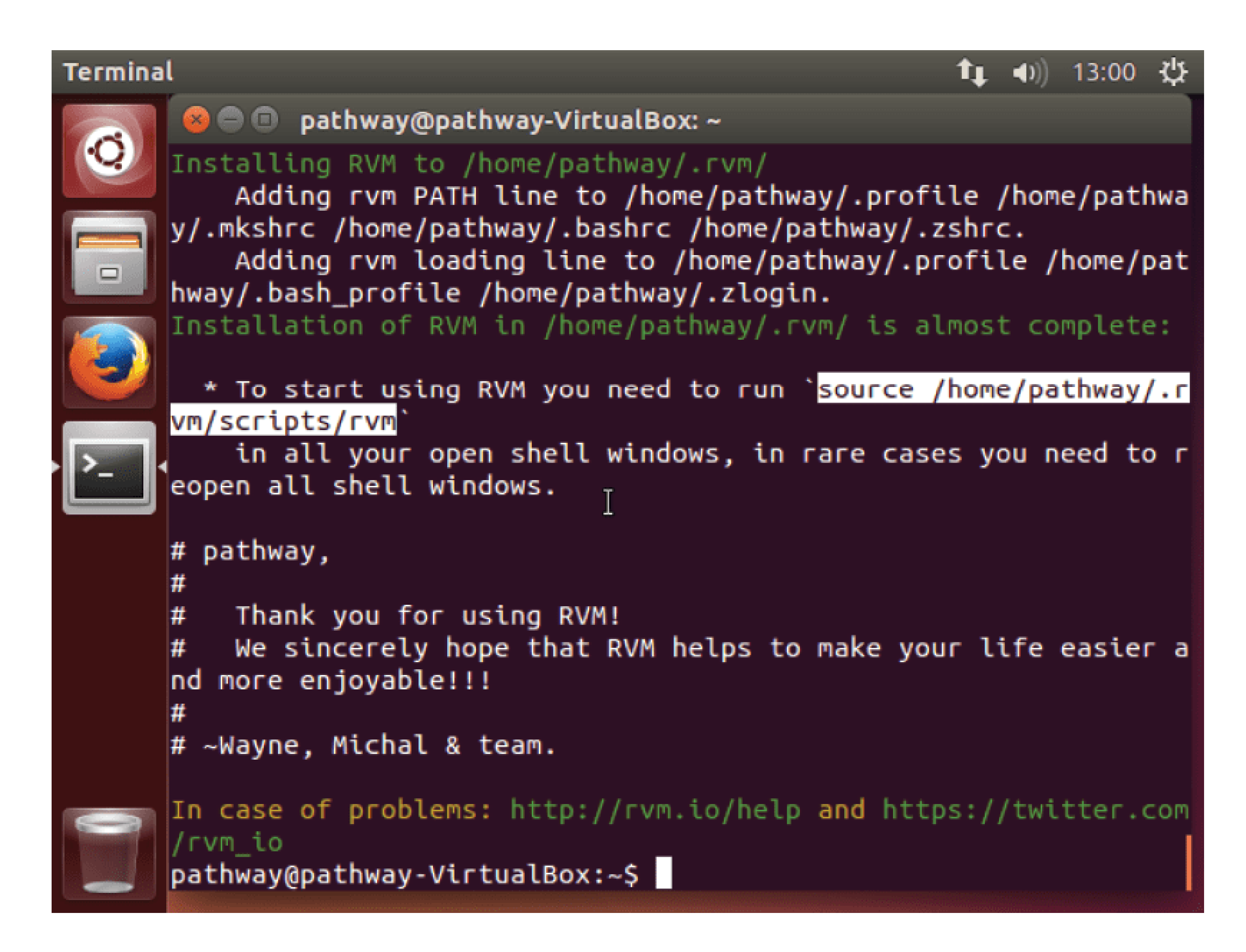
我们选择参考 Ruby-China 的安装教程，原因在于此教程中包括修改 Ruby 源的部分，这点对于国内用户非常重要，因为它提供了稳定的安装软件和更新源。

输入命令“curl -L get.rvm.io | bash -s stable”，直至安装成功。安装过程中可能需要 RVM key，如附图 48 所示，根据提示信息，在 Terminal 中输入命令“gpg -keyserver ....”（部分省略），之后重新执行 RVM 安装命令即可。



附图 48 添加 RVM key

需要注意的是，在安装 RVM 之后，会出现提示（见附图 49），此时在 Terminal 中输入命令“$ rvm2.0.0 --default”，以便之后 RVM 的命令都能够从 Terminal 运行，至此 Ruby 管理工具 RVM 已经全部安装完毕。

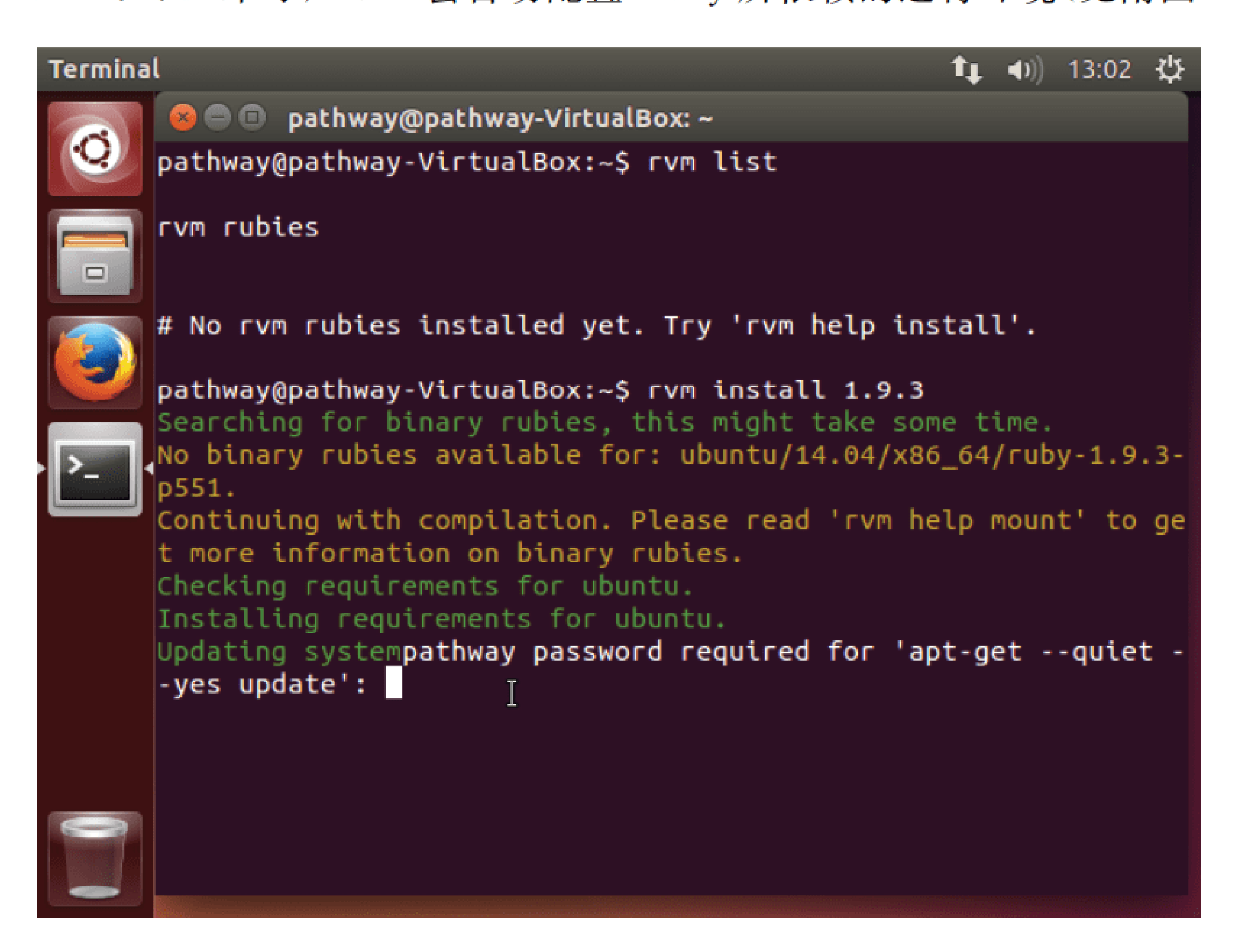


附图 49　RVM source

c）安装 Ruby 版本

本“系统”基于 Ruby 1.9 版本而开发，为保证系统运行顺畅，请用 RVM 安装 Ruby 1.9.3 版本，经过测试 Ruby 2.0 版本同样可以运行该系统，但为确保运行流畅，推荐安装 Ruby 1.9.3。

利用 RVM 管理 Ruby 版本非常容易，并且在安装 Ruby 的同时，RVM 还会自动检查相关依赖包并自动安装，因而推荐使用 RVM 作为 Ruby 的默认管理工具。安装 Ruby 使用命令“rvm install 1.9.3”即可，RVM 会自动配置 Ruby 所依赖的运行环境（见附图 50）。



附图 50　RVM 安装 Ruby 1.9.3

d）测试 Ruby

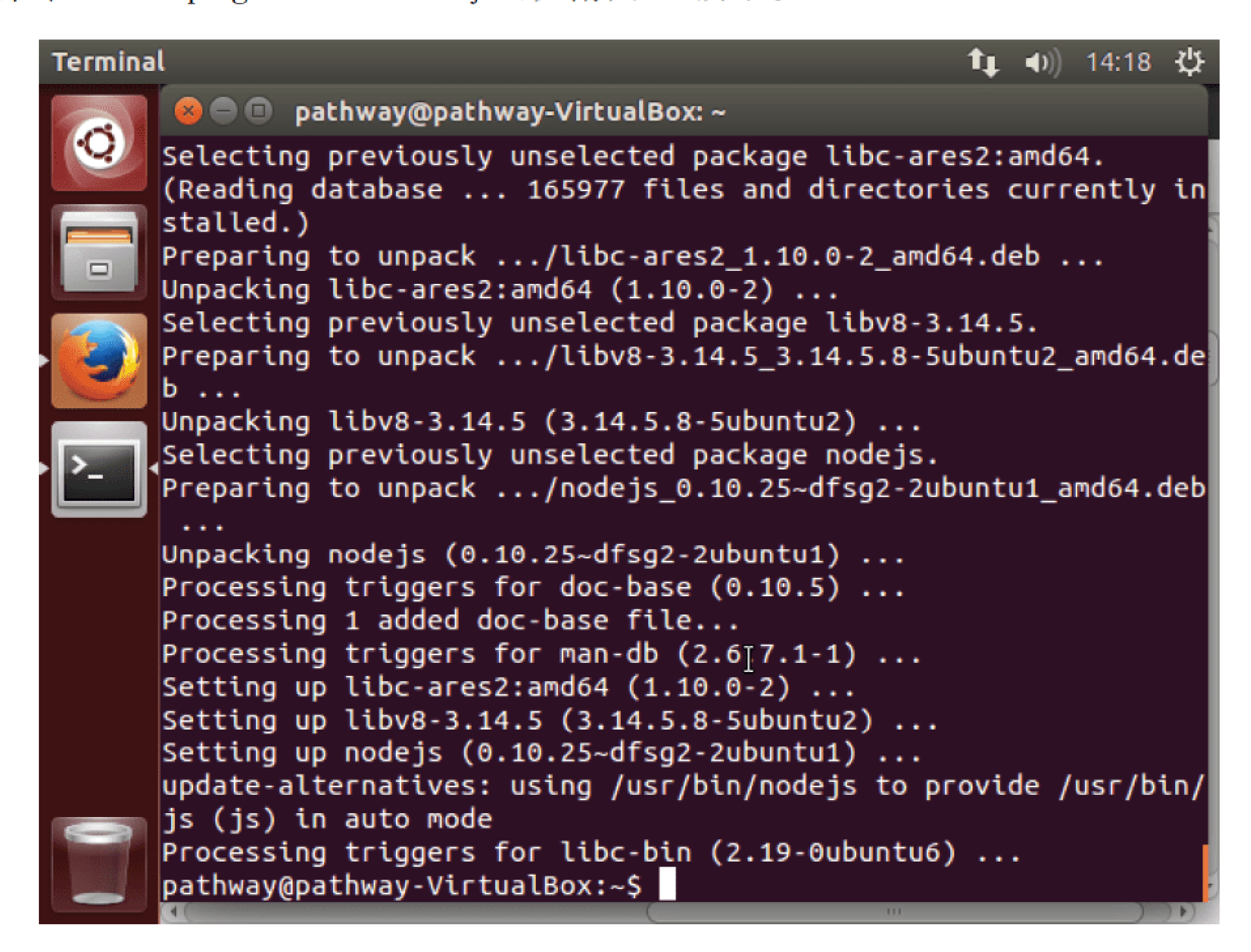
在 Terminal 中输入命令“Ruby -v”，如果出现“1. 9. 3”，则说明 Ruby 已经安装成功，否则需要重新输入 Ruby 安装命令，并重复测试，直到 Ruby 安装完成。

2. 离线安装包

事实上，离线安装需要下载所有相关依赖包，并且特别需要注意安装次序，安装难度非常大，不推荐使用，我们强烈推荐使用基于管理工具和联网状态下的系统配置。

5. 3. 3　安装 Nodejs

Nodejs 提供 JavaScript 的 runtime，安装完 Ruby 之后需要安装 Nodejs，在 Terminal 中输入命令“sudo apt-get install nodejs”，如附图 51 所示。



附图 51　安装 Nodejs

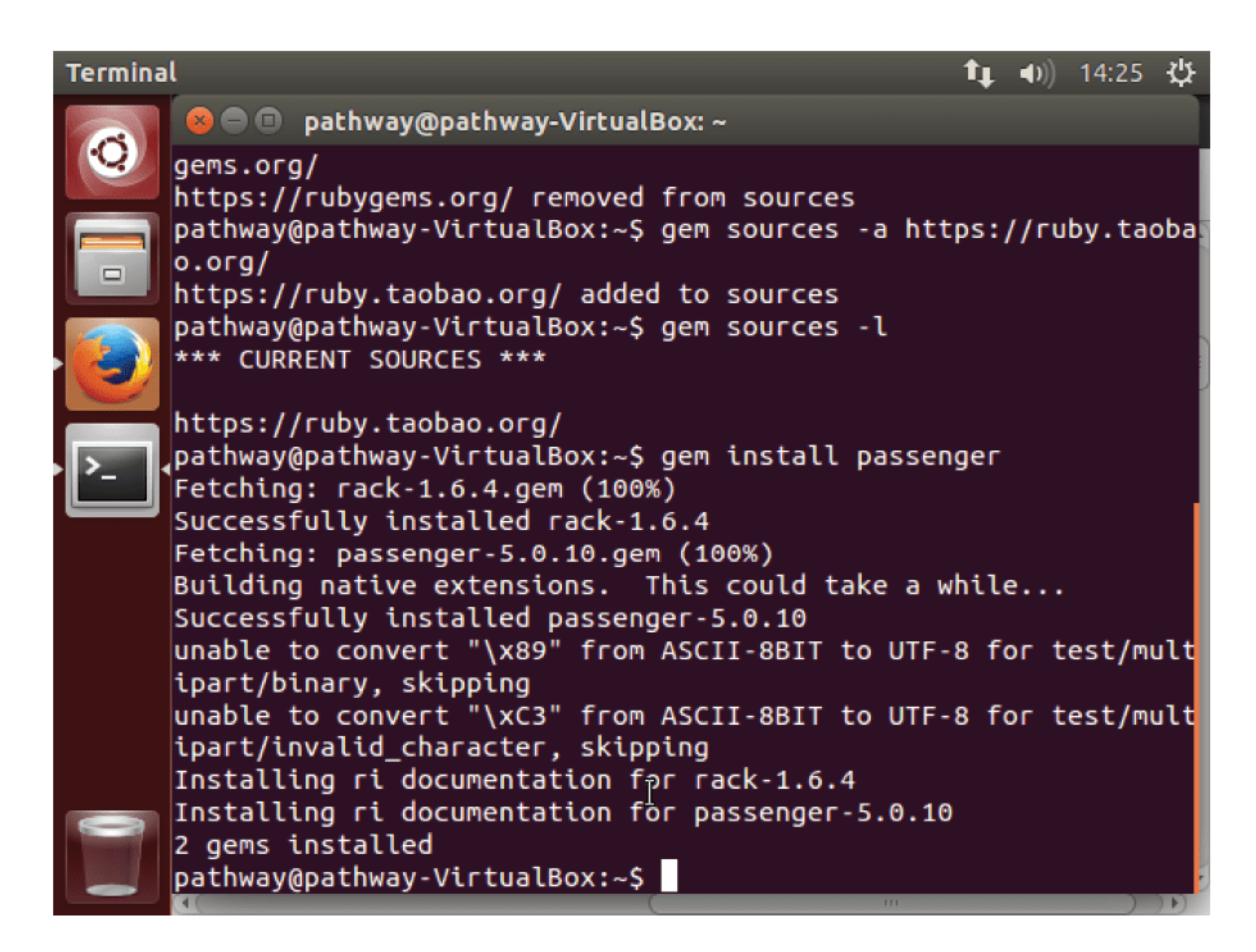
5. 4　系统部署

在安装 Apache 服务和 Ruby 环境之后，我们需要安装相应的部署工具。当前，Ruby on Rails 框架下最好的部署工具是 Phusion Passenger，参见官网：https://www. phusionpassenger. com/。具体安装步骤叙述如下。

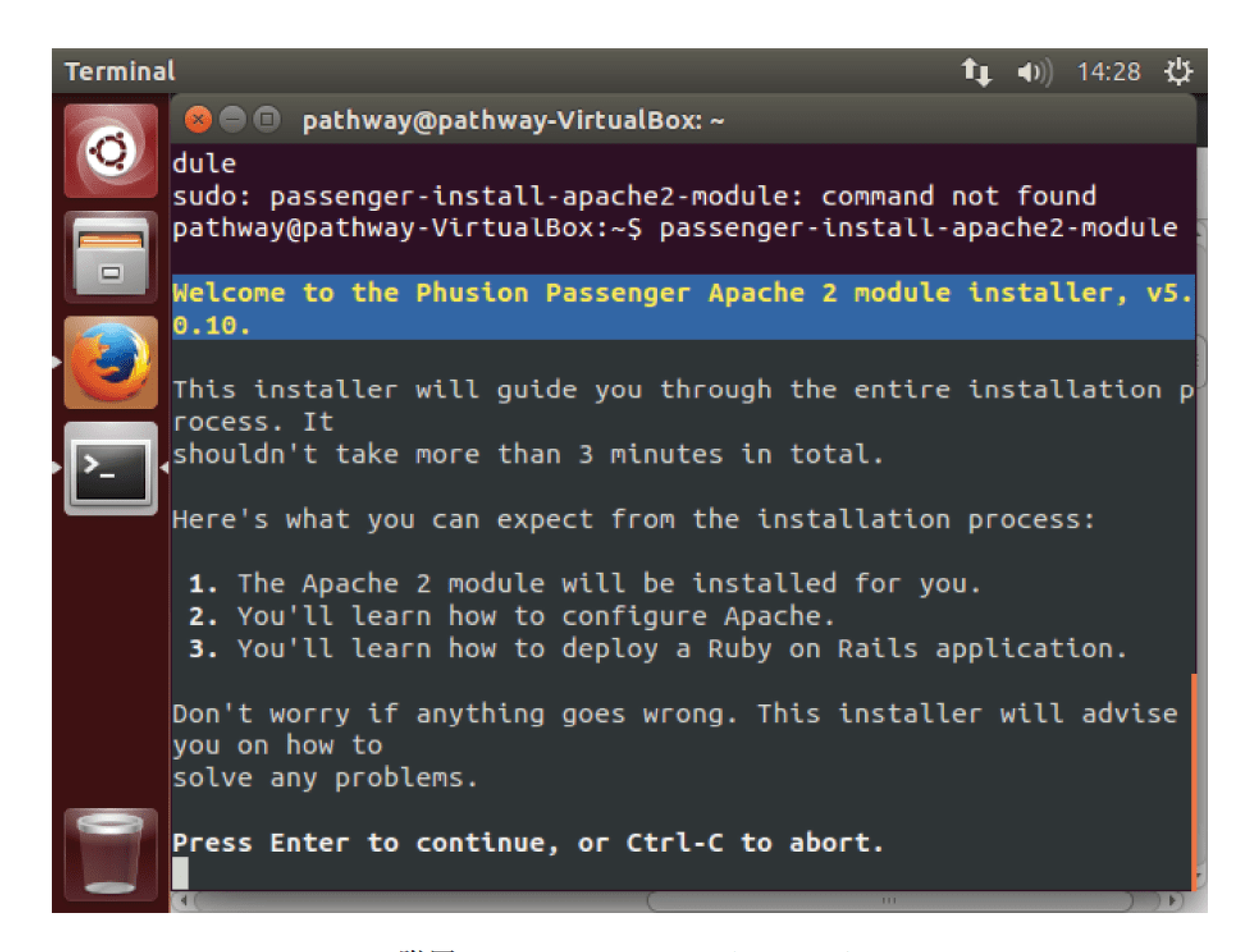
安装 Passenger

在命令行输入命令“gem install passenger”，得到如附图 52 所示结果。

之后安装 Passenger Apache Module 模块，在 Terminal 中输入“passenger-install-apache2-module”得到如下结果（见附图 53），按 Enter 键进入安装过程。

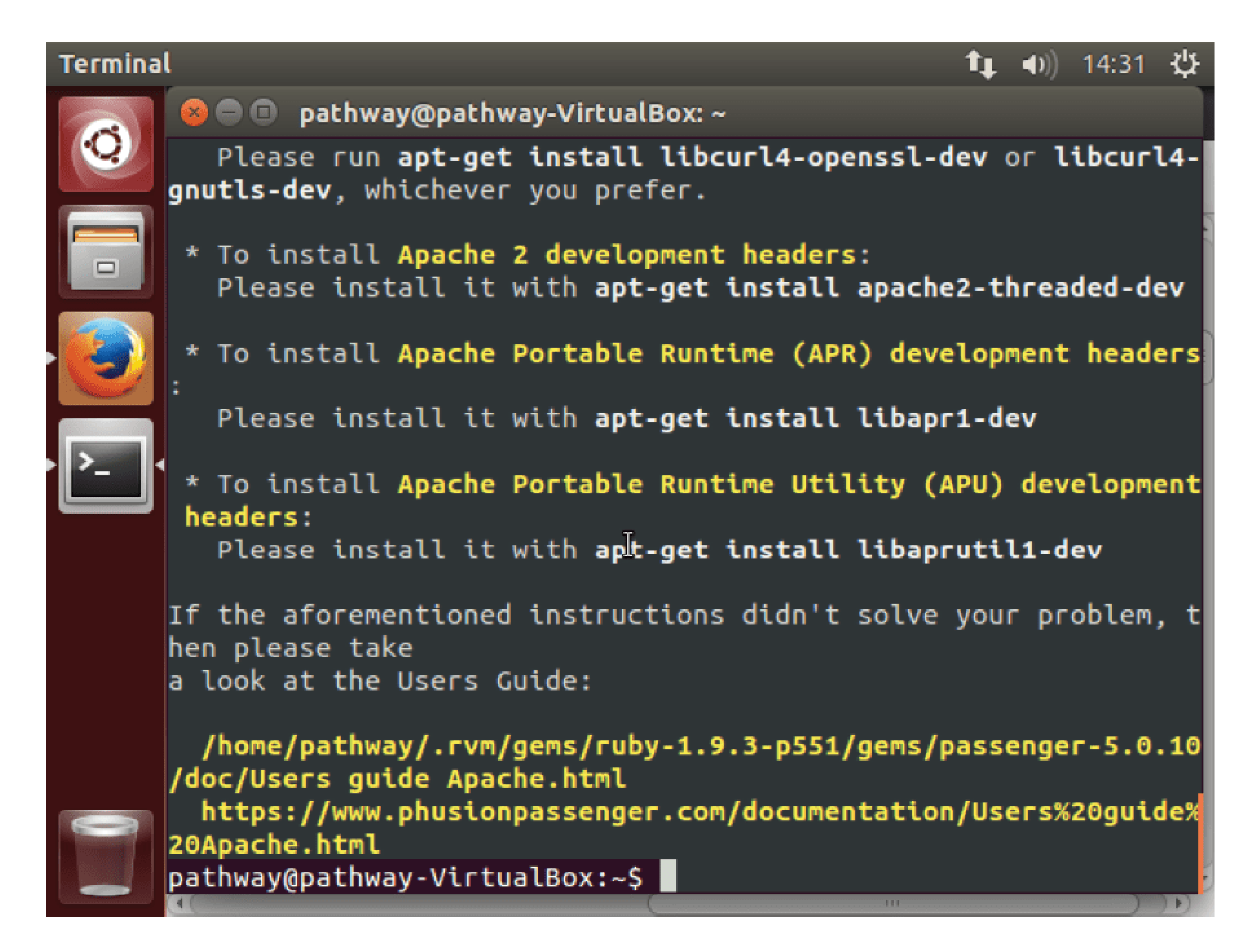


附图 52 安装 Passenger Gem



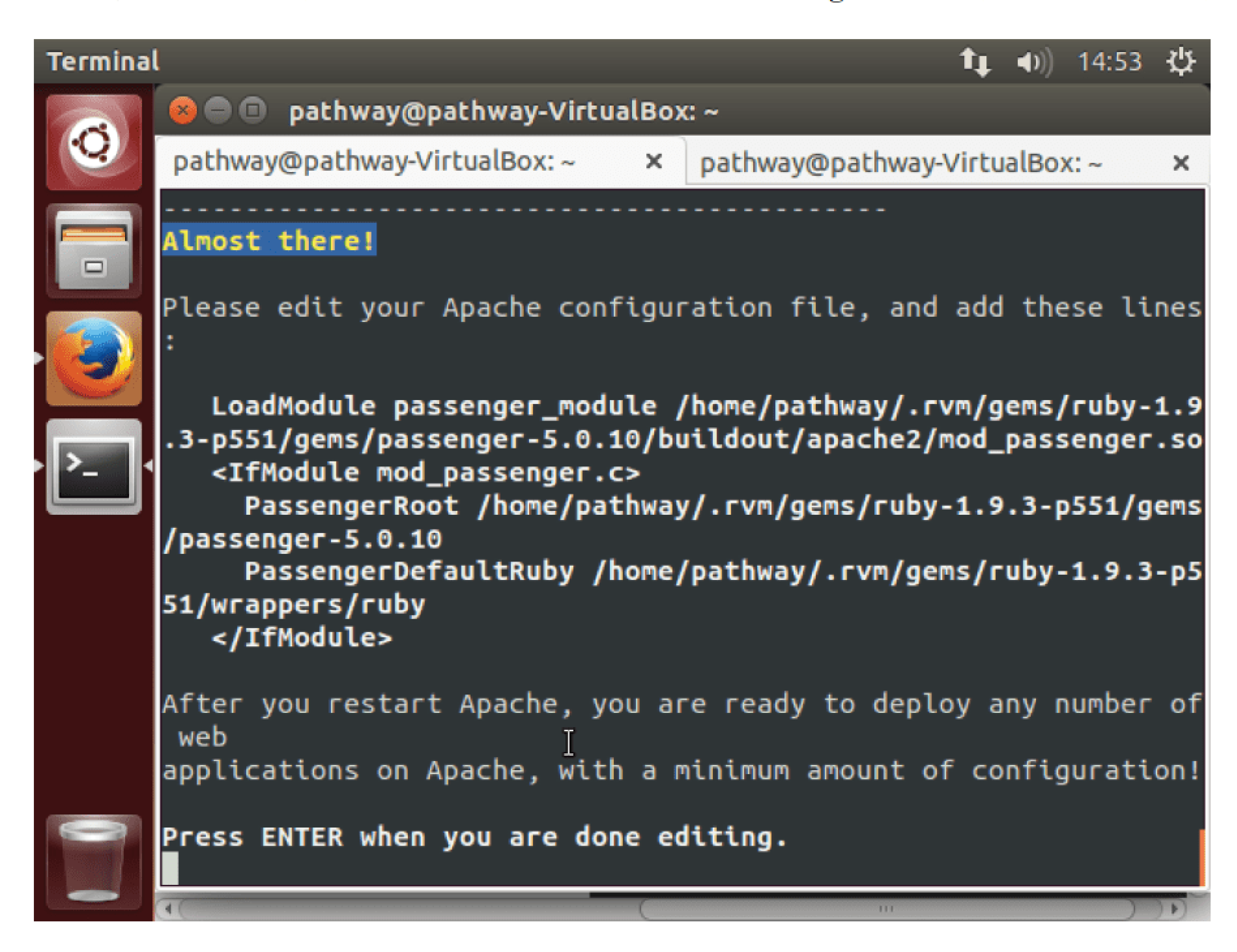
附图 53 Passenger Apache Module

安装过程中，可能会出现依赖包未安装的情况，请按照出现的提示安装依赖包。如附图 54 所示，需要安装多个依赖包，注意：在安装这些依赖包时需要使用 sudo 命令。



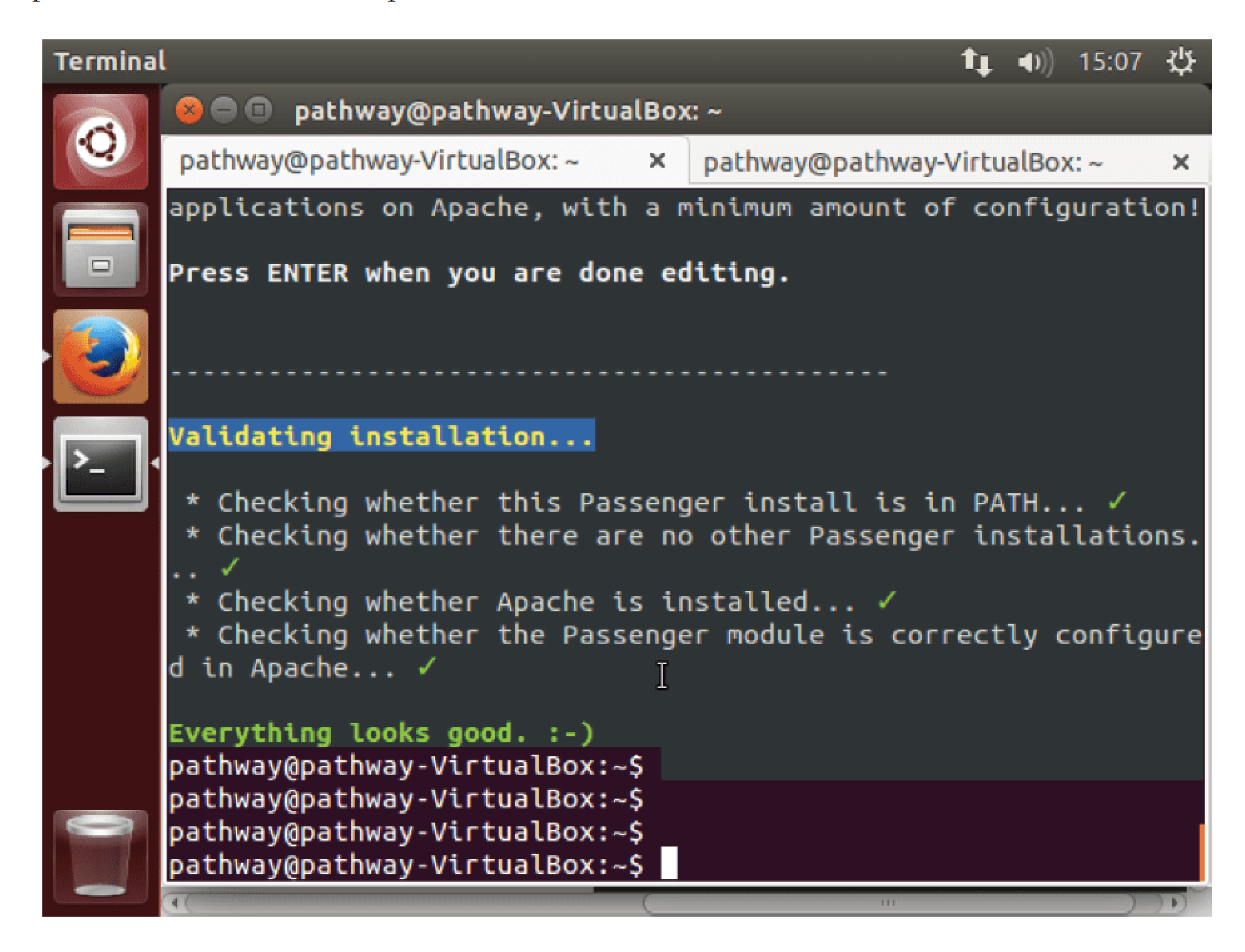
附图 54　安装 Passenger 依赖包

在安装 Passenger 成功之后，会出现如下提示（见附图 55）；如果安装不成功，则需要重新输入相关命令，并安装软件。在这之后，需要配置 Passenger，并依据系统提示进行。



附图 55　Passenger 安装完成

配置好 Passenger 之后，我们需要重启 Apache，在 Terminal 中输入命令“sudo /etc/init.d/apache2 restart”重启 Apache 服务(见附图 56)。



附图 56　Passenger 配置完成

至此，我们完成了 Ruby on Rails 软件的安装工作，下面需要将系统文件复制至服务器，并配置相关文件。

6　运行代码

6.1　模块代码

本系统采用 Javascript coffee 编程语言对各部分模块进行编写，其底层框架搭建见附图 57。以“电力模块”为例，代码如附图 58 所示。

6.2　CSS 模块代码

CSS 模块各模拟变量风格和位置代码如附图 59 所示。

6.3　HTML 部分

内蒙古自治区能源预测分析系统网页包括的各种模拟变量的 HTML 部分截图如附图 60 所示。

```
def redirect_if_version_1_named_pathway
  return true unless params[:id]
  return true unless params[:id] =~ /^[a-zl]$/
  redirect_to "/pathways/#{code_for_version_1_named_pathway(params[:id])}/#{action_name}"
end

def redirect_if_version_1_pathway
  return true unless params[:id]
  if params[:id].try(:length) == 42
    redirect_to "/pathways/#{map_version_1_pathway_code_to_version_2(params[:id])}/#{action_name}"
  else
    return true
  end
end

def redirect_if_version_2_pathway
  return true unless params[:id]
  if params[:id].try(:length) == 49
    redirect_to "/pathways/#{map_version_2_pathway_code_to_version_3(params[:id])}/#{action_name}"
  else
    return true
  end
end
```

附件 57　系统底层框架部分代码

```
class Electricity

  documentReady: () ->
    @demand_chart = new Highcharts.Chart({
      chart: { renderTo: 'demand_chart' },
      title: { text: '电力需求' },
      subtitle: { text: "亿千瓦时"},
      yAxis: { title: null, min: 0, max: 20000 },
      tooltip: {
        formatter: () ->
          "<b>#{this.series.name}</b><br/>#{this.x}: #{Highcharts.numberFormat(this.y, 0, ',')} 亿千瓦时"
      },
      series: []
    });
    @supply_chart = new Highcharts.Chart({
      chart: { renderTo: 'supply_chart' },
      title: { text: '电力供应' },
      subtitle: { text: "亿千瓦时"},
      yAxis: { title: null, min: 0, max: 20000 },
      tooltip: {
        formatter: () ->
          "<b>#{this.series.name}</b><br/>#{this.x}: #{Highcharts.numberFormat(this.y, 0, ',')} 亿千瓦时"
      },
      series: []
    });
    @capacity_chart = new Highcharts.Chart({
      chart: { renderTo: 'capacity_chart' },
      title: { text: '发电装机' },
      subtitle: { text: "万千瓦"},
      yAxis: { title: null, min: 0, max: 100000 },
      tooltip: {
        formatter: () ->
          if this.point.name
            "<b>#{this.point.name}</b>:#{Highcharts.numberFormat(this.percentage, 1, '.')}%"
          else
            "<b>#{this.series.name}</b><br/>#{this.x}: #{Highcharts.numberFormat(this.y, 0, '.')}万千瓦"
      },
      labels: {
        items: [{
          html: '2050发电结构(%)',
          style: {
            left: '67px',
            top: '95px',
            color: 'black'
          }
```

附图 58　电力模块部分代码

```
table {
  width: 100%;
  tr:hover {
    td.name {
      font-weight: bold;
      background-image: url('../assets/oneblackpixel.png');
    };
  }
  td.choice {
    width: 20px;
    a {
     display: block;
     width: 100%;
     text-align: center;
     color: #888;
     text-decoration: none;
     border: solid #ccc 1px;
    }
    a:hover {
      border: solid #000 1px;
    }
    a.selected {
      color: #000;
    }
  }
  td.name {
    background-image: url('../assets/onegreypixel.png');
    background-position: left center;
    background-repeat: repeat-x;
    a {
      background-color: #fff;
  text-decoration: none;
  color: #000;
  cursor: help;
    }
    a:hover {
  text-decoration: underline;
    }
  }
```

附图 59　统一的 CSS 模块代码

以“电力”为例的 HTML 如附图 61 所示。

7　系统安装

首先需要将“系统”文件复制至服务器中，可以通过多种方式实现，如从本地上传至服务器，或者利用 USB 存储拷贝至服务器。

在上传至服务器之后，利用压缩工具解压“系统”文件，如附图 62 所示。

解压“系统”文件之后，进入文件目录，此时需要安装“系统”所需要的软件包，即 Gems。在 Terminal 中输入命令“bundle install”即可(见附图 63)。

安装 Gems 之后出现提示(见附图 64)。

之后利用命令“rails server”启动 Ruby on Rails 服务(见附图 65)。

至此，我们已经在服务器中配置好“系统”，并实现本地运行，此时在浏览器中输入

```
#classic_controls
  #column1
    %h2 社会发展
    %table
      - structure.global_choices[0..1].each do |choice|
        = classic_table_row_for_choice choice
    %h2 钢铁
    %table
      - structure.industry_choices[0..1].each do |choice|
        = classic_table_row_for_choice choice
    %h2 建材
    %table
      - structure.industry_choices[2..3].each do |choice|
        = classic_table_row_for_choice choice
    %h2 化工
    %table
      - structure.industry_choices[4..5].each do |choice|
        = classic_table_row_for_choice choice
    %h2 有色金属
    %table
      - structure.industry_choices[6..7].each do |choice|
        = classic_table_row_for_choice choice
    %h2 其他工业
    %table
      - structure.industry_choices[8..9].each do |choice|
        = classic_table_row_for_choice choice

  #column2
    %h2 居民交通
    %table
      - structure.transport_choices[0..4].each do |choice|
        = classic_table_row_for_choice choice
    %h2 货物运输
    %table
      - structure.transport_choices[5..7].each do |choice|
        = classic_table_row_for_choice choice
    %h2 居民生活
    %table
      - structure.building_choices[0..5].each do |choice|
        = classic_table_row_for_choice choice
```

附图 60　系统模型页面的 HTML

```
:javascript
  $('#menu_show').addClass('active')
  twentyfifty.setup(twentyfifty.Electricity)

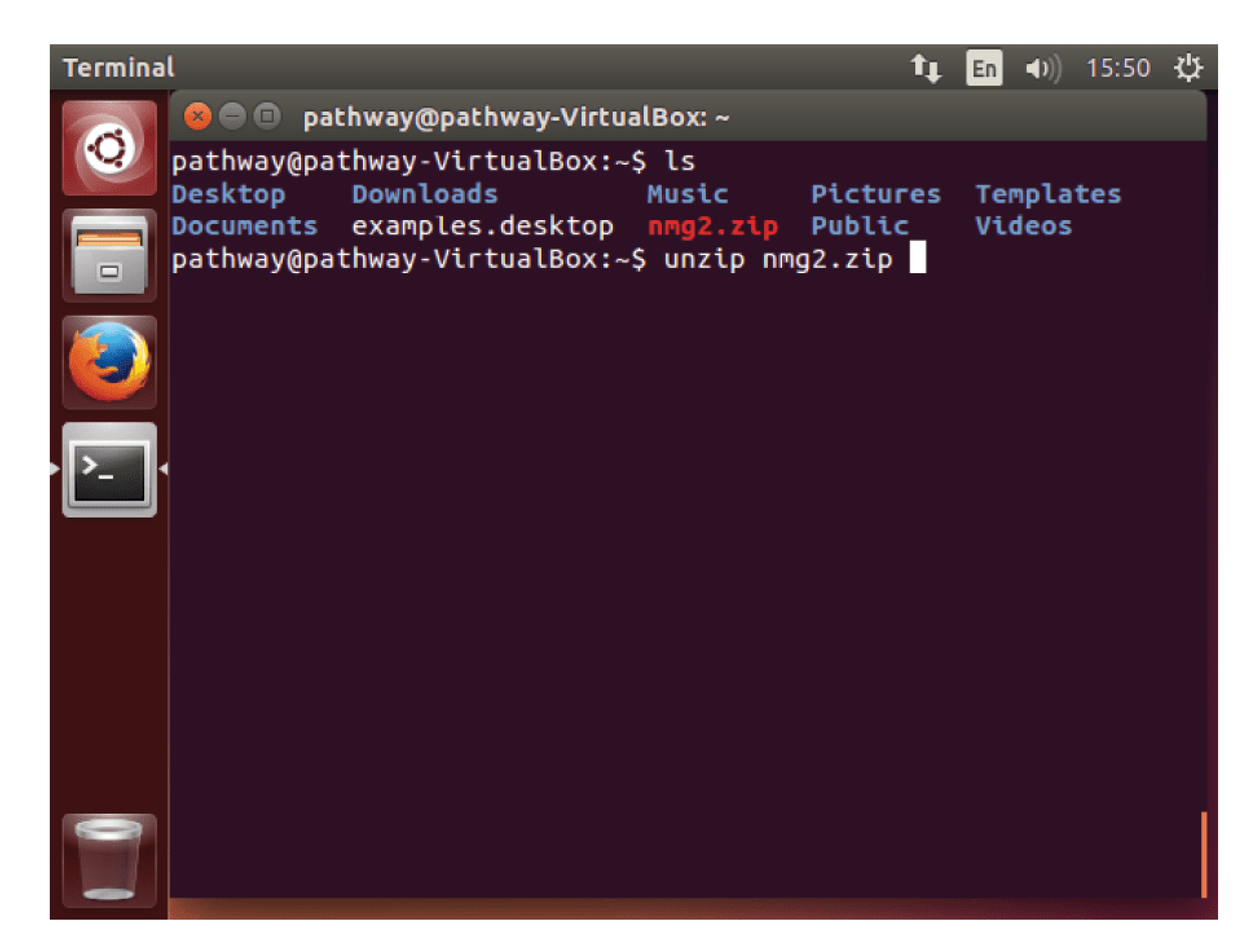
#results
  .chart#demand_chart
  .chart#supply_chart
  .chart#capacity_chart

= render 'classic_controls'
```

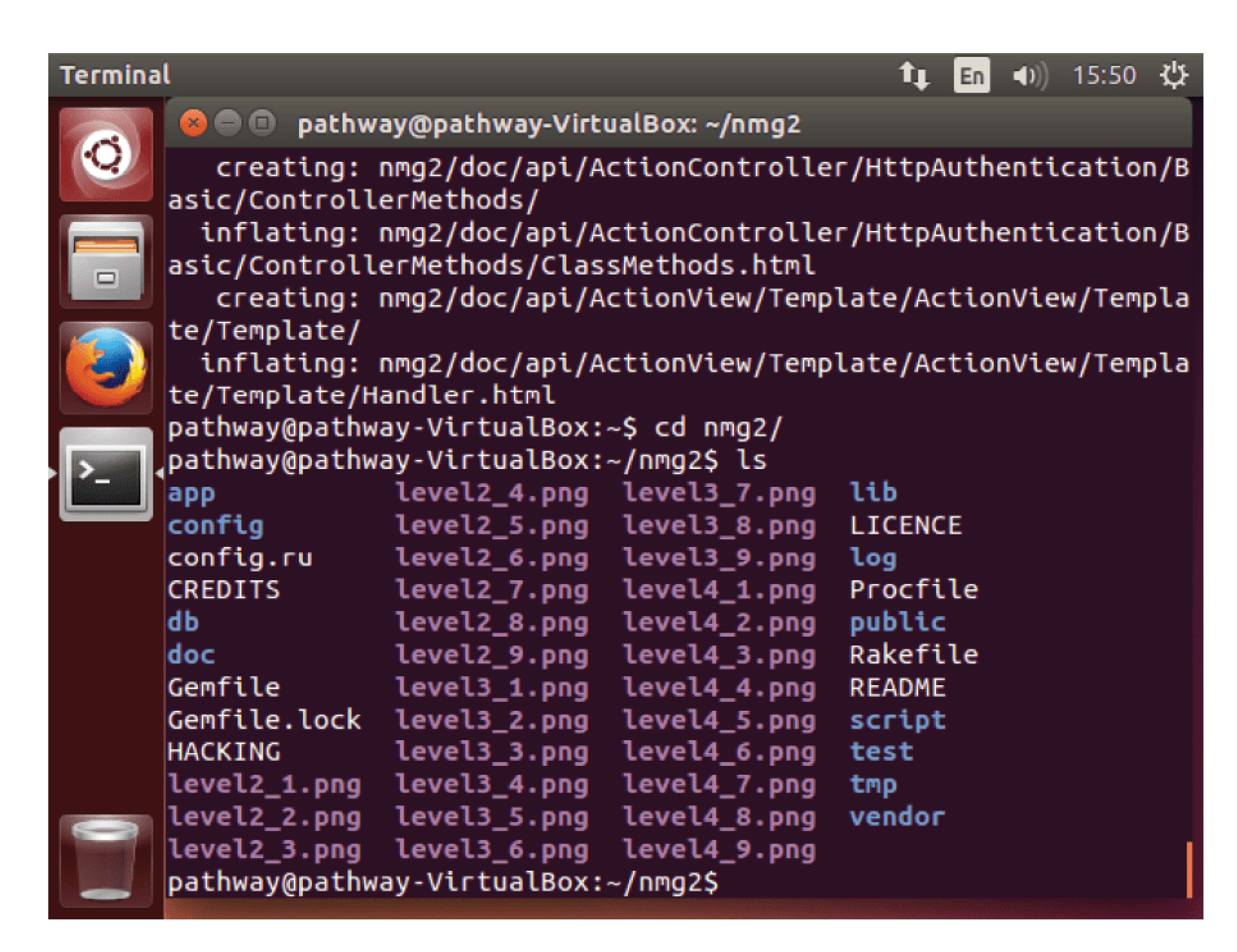
附图 61　电力模型页面的 HTML

http://0.0.0.0:3000，则可以进入“系统”(见附图 66)。

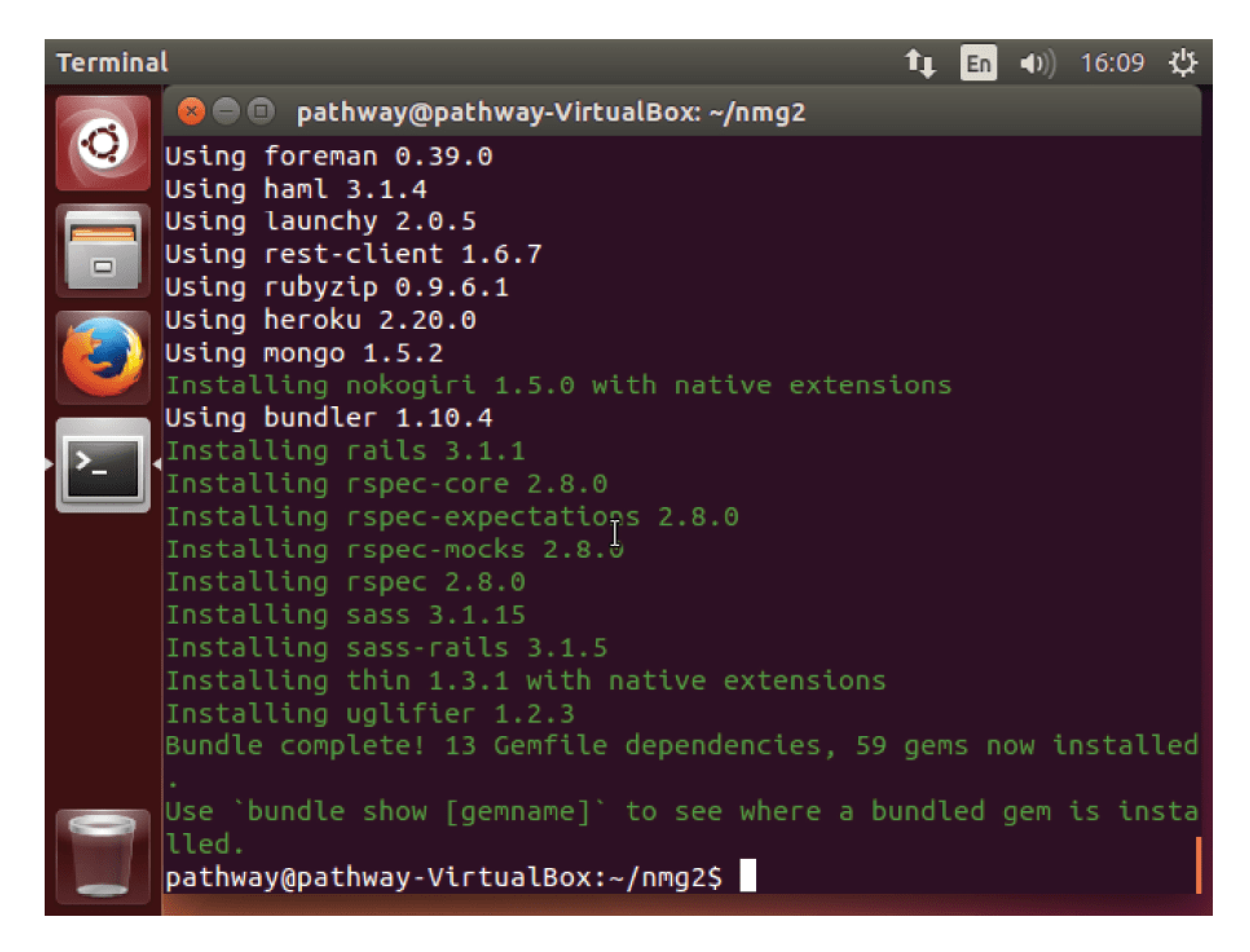
至此，“系统”已经能够在服务器本地进行访问，说明我们之前所有的安装步骤完全成功，接下来只需配置网络服务就可以实现远程访问。



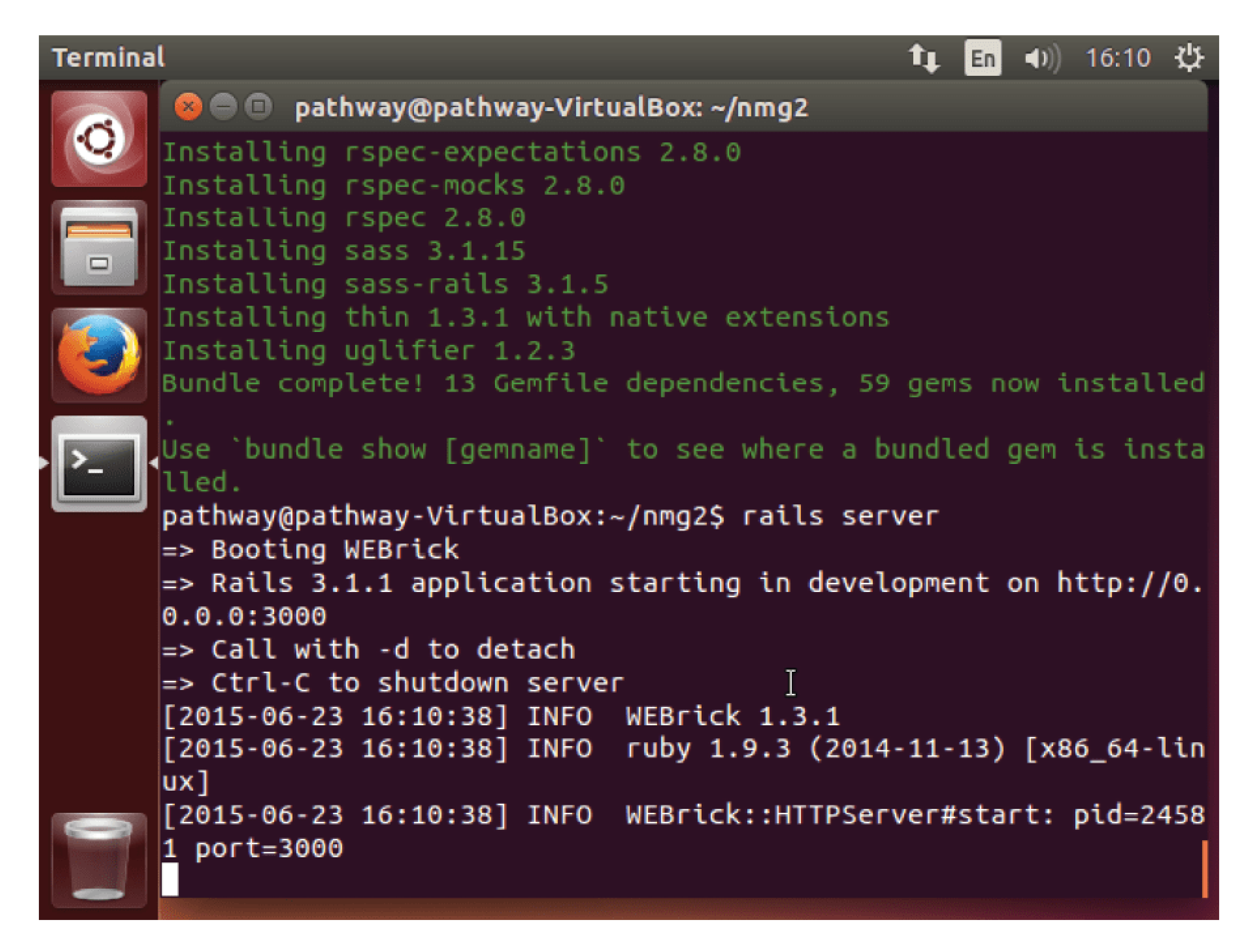
附图 62 解压系统文件



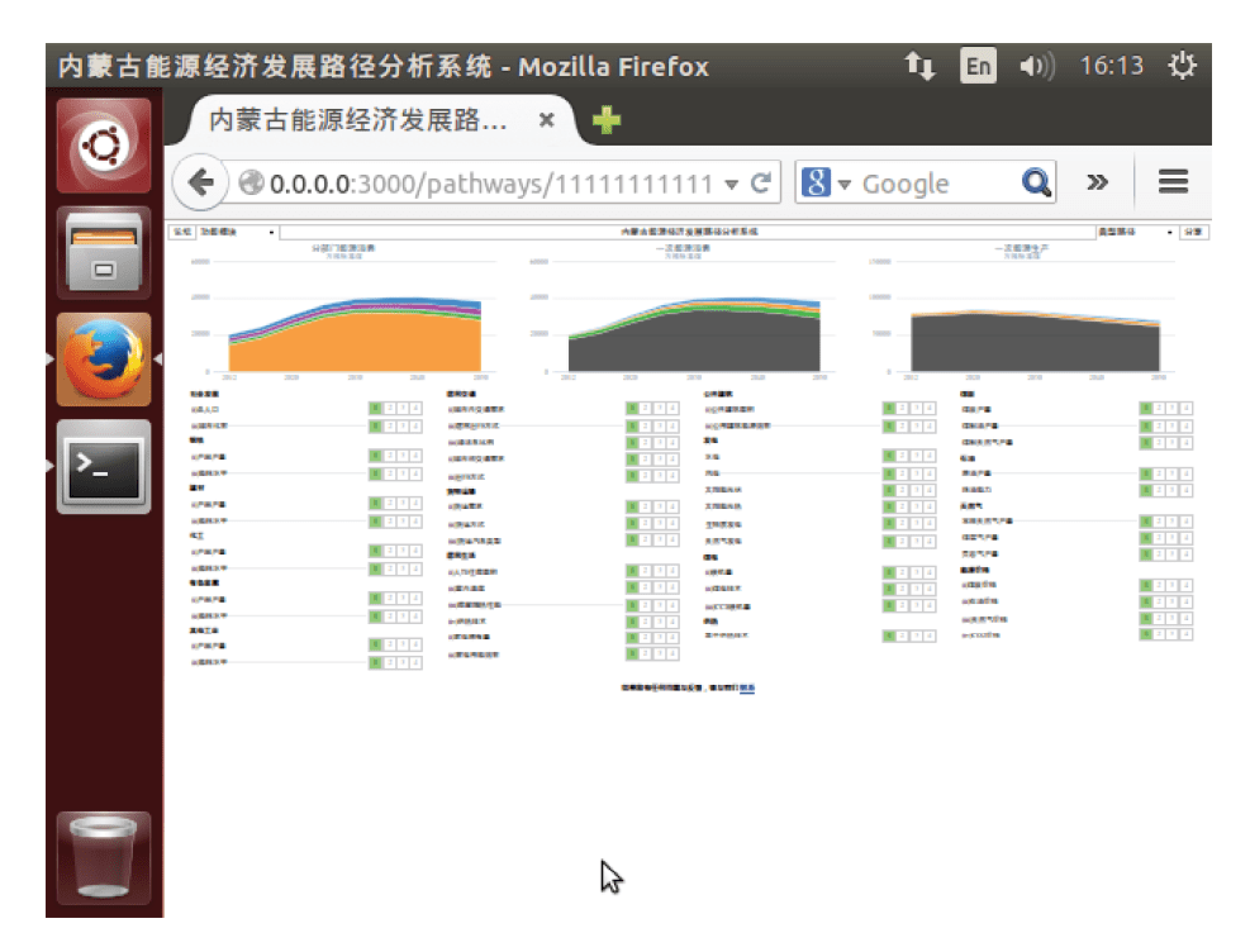
附图 63 解压系统文件



附图 64　Rails 安装相关 Gems



附图 65　启动 Rails Server



附图 66　进入“系统”进行分析

8　配置网络服务器

配置网络服务器需要在 Apache 的文件目录下进行，进入 Apache2 目录(见附图 67)。

配置 Apache 文件之后，为使其生效，需要在 Terminal 中输入命令“sudo a2ensite filename”，到此配置网络服务器已经完成，需要注意的是，在配置相关文件时，需要根据情况设置 IP 地址和网络域名。

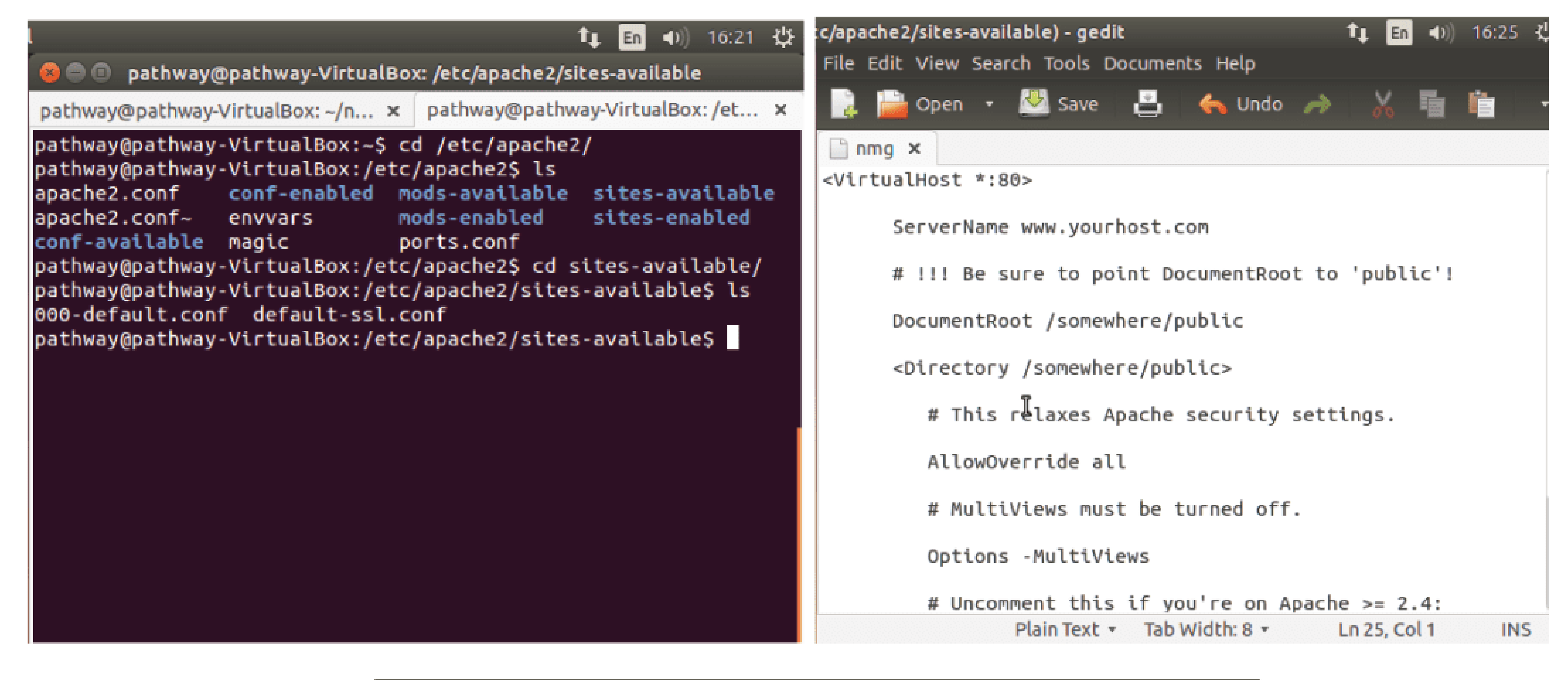
对于 IP 地址，应当使用静态固定 IP 地址，将所有指向该域名的访问指向相同的 IP 地址，使所有访问都能指向该服务器。

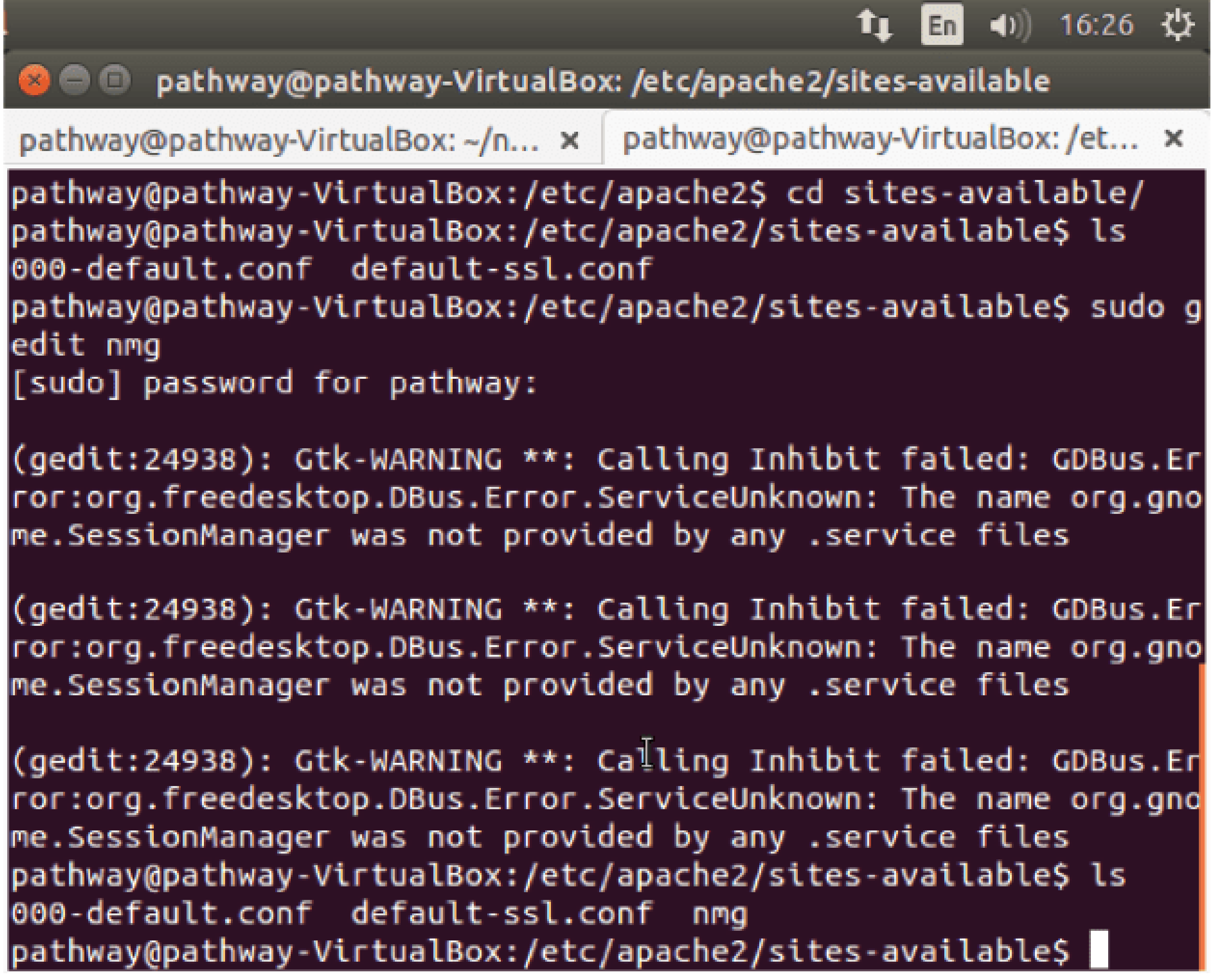
关于访问域名，域名是为方便系统访问服务的，在互联网中，域名是非常重要的，也是必备的。如果是在内网中运行，域名则不是必须的，可以从 IP 访问。具体的 IP 地址和域名设置需要根据具体的网络环境而定，这里无法给出具体的配置流程。

至此，关于“系统”的所有配置工作已经完成，整个配置过程要非常细心，否则很可能出现问题。

9　“系统”操作指南

“2050 能源计算器”是利用 web 技术构建的用户友好模型，让每个使用者可随时随地进行在线模拟计算。网络版模型由结果图表和模拟变量构成，极大地降低了模型使用的复杂





附图 67　进入 Apache 目录

程度，同时对每一个模拟变量都配有相应的路径解释说明文档，让使用者能够清晰完整地了解每个路径所代表的含义。附图 68 为模型首页。

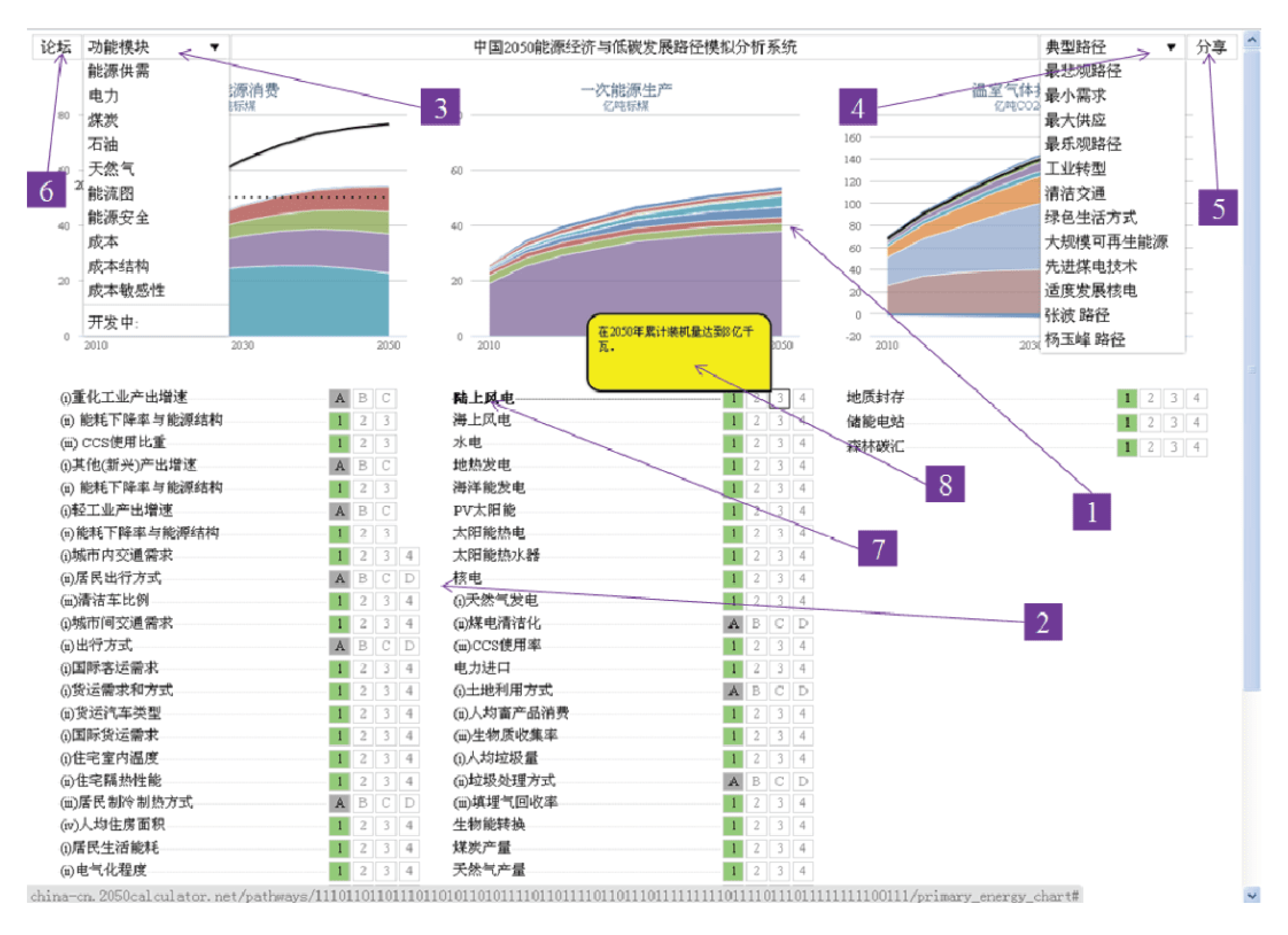
我们以“中国 2050 能源发展路径”为例，介绍“系统”的具体使用，从附图 68 可以看出，整个系统的不同部分均对应着不同的分析内容，说明如下。

[1] 结果图表。模型计算的结果以图表的方式呈现，包括能源需求、能源供应、温室气体排放、各能源品种的供应和需求、能流图、能源安全以及能源系统成本分析等；

[2] 模拟变量。通过选择模拟变量的水平（如水平 1—4 或 A，B，C ）模拟未来能源格局的变化，确定该变量所带来的影响；

[3] 功能模块。选择功能模型分析内容，可以查看模型的全部分析内容，有能源供需（默认界面）、电力、煤炭、石油、天然气、能流图、能源安全、成本、成本结构、成本敏感性分析等；

[4] 典型路径。存储具有代表性的专家学者对未来能源路径预测的模型，供使用者参考对比，了解不同路径的关注点和各自路径的特点；



附图 68　模型首页

[5] 分享。使用者通过“分享”选项可将自己的路径与现有其他网络平台对接，如邮箱、微博等，可将自己的路径通过这些平台发布与共享；

[6] 论坛。提供讨论平台，使用者通过论坛可以对不同路径进行广泛讨论、并发表自己的看法、阐述各自路径选择的原因等，目前该论坛还在建设中；

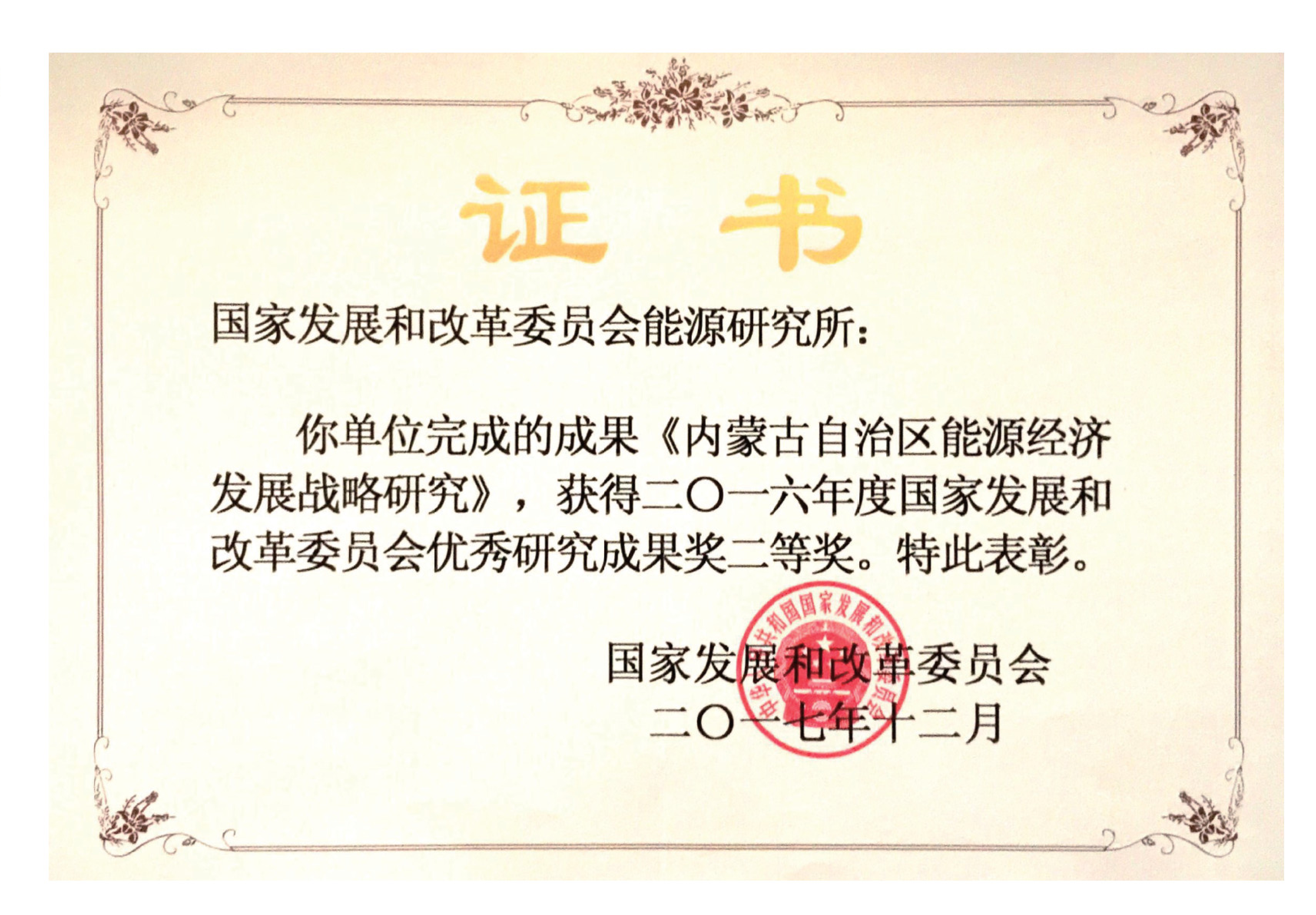
[7] 模拟变量。将鼠标移至模拟变量处，模型会自动选择不同路径，进行对比分析并输出结果，如分析不同陆上风电目标下的能源格局。此外，点击模拟变量，模型会弹出 PDF 文档，该文档包括模拟变量不同路径的详细介绍；

[8] 路径简介。当鼠标移至不同选项时，模型会弹出有关该选项的简要介绍(黄色标签)，该介绍与 PDF 文档说明一一对应。

同时，在不同的模块中具体的分析内容又不尽相同，需要根据具体的模块进行探讨。

附录三

“内蒙古自治区能源经济发展战略研究”获奖证书



证书

国家发展和改革委员会能源研究所：

你单位完成的成果《内蒙古自治区能源经济发展战略研究》，获得二〇一六年度国家发展和改革委员会优秀研究成果奖二等奖。特此表彰。

国家发展和改革委员会

二〇一七年十二月